

CONSULTA PÚBLICA 113

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de 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
www.erse.pt

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	3
2	INTERAÇÃO ENTRE O ROR E O REGULAMENTO DAS REDES.....	6
3	PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO	9
3.1	Alterações transversais.....	9
3.2	Alteração da estrutura e organização do ROR.....	9
3.3	Códigos de rede europeus sobre a gestão do sistema	11
3.3.1	Termos e condições ou Metodologias dos ORT.....	14
3.4	Utilizadores de rede significativos e instalações sujeitas a regras de observabilidade e controlo	16
3.5	Gestão Técnica Global do Sistema.....	19
3.5.1	Centro de Coordenação Regional	19
3.5.2	Coordenação de indisponibilidades	20
3.5.3	Crise energética e medidas de emergência	21
3.5.4	Medidas preventivas, planos de defesa e de restabelecimento	22
3.5.5	Mecanismo de controlo da injeção na rede	24
3.6	Serviços de sistema	26
3.6.1	Princípios aplicáveis aos serviços de sistema e harmonização europeia	27
3.6.2	Elementos essenciais da prestação de serviços de sistema.....	29
3.6.3	Caracterização dos serviços de sistema.....	32
3.6.4	Serviços de balanço normalizados e específicos.....	36
3.6.5	Obrigatoriedade e remuneração dos serviços de sistema.....	39
3.6.6	Recuperação dos custos com os serviços de sistema	48
3.6.7	Mercado de serviços de sistema	50
3.6.8	Serviços de sistema contratados em base bilateral	51
3.6.9	Cooperação ORT-ORD.....	52
3.6.10	Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.....	53
3.7	Liquidação de desvios.....	54
3.8	Armazenamento.....	55
3.9	Participação da procura.....	57
3.9.1	Igualdade de tratamento da participação da procura	60
3.9.2	Tratamento de desvios	60
3.9.3	Programação do consumo.....	63
3.9.4	Consideração das perdas nas ofertas da procura	64
3.9.5	Pré-qualificação	66
3.10	Flexibilidade.....	67
3.11	Gestão técnica das redes de distribuição	85

3.12	Interoperabilidade.....	91
3.13	Cooperação entre operadores	96
3.14	Indicadores de desempenho das redes	101
3.15	Cibersegurança.....	102
3.16	Gestão técnica global e operação das redes nas regiões autónomas	104

1 ENQUADRAMENTO

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, de qualquer dimensão.

São criadas as condições para uma aceleração da produção renovável distribuída (por exemplo, através do regime de autoconsumo), e para o surgimento de instalações de armazenamento e da participação da procura (por exemplo, através da figura da agregação).

Trata-se, pois, de um enquadramento legal (nacional e europeu) que coloca desafios ambiciosos ao sistema elétrico e que deve ser servido por regulamentação que facilite a sua compreensão e implementação.

Em sequência, propõe-se uma reorganização da estrutura do Regulamento de Operação das Redes (ROR) para melhor endereçar os novos desafios, separando no Continente i) a gestão técnica global do sistema; e ii) a gestão técnica das redes de distribuição; e introduzindo nas regiões autónomas, a gestão técnica e a operação daqueles sistemas.

A gestão do sistema tem sofrido múltiplas alterações fruto da construção do mercado interno de eletricidade, através dos códigos de rede europeus. Assim, o ROR passa a reconhecer de forma expressa a sua integração num quadro de regras europeias, de harmonização de conceitos e produtos e de acesso a plataformas europeias de partilha de energia de balanço, reconhecendo ainda a relevância da nova figura do Centro de Coordenação Regional.

Note-se que o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), previsto no ROR, foi recentemente aprovado¹ para implementar a metodologia harmonizada de tratamento dos desvios, incluindo a figura do agente responsável pela liquidação dos desvios. Conforme descrito na [Consulta Pública n.º 105](#), a alteração do MPGGS deu também corpo a algumas novas figuras do setor, como as

¹ Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro.

instalações de armazenamento, os agregadores ou a participação da procura nos serviços de sistema, alinhando-se com a revisão do ROR agora em curso. O MPGGS continuará a ser objeto de evoluções, nomeadamente para implementar gradualmente o quadro de regras harmonizadas estabelecidas nos códigos de rede europeus.

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 massivo 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.

Nas regiões autónomas, o enquadramento da atividade de gestão do sistema e operação das redes é substancialmente diferente daquele do Continente, dado que os respetivos sistemas elétricos são, no essencial, verticalmente integrados na empresa concessionária regional. Todavia, os desafios da transição energética e da gestão do sistema não são menores, precisando de uma evolução tecnológica significativa. Esta evolução está já em curso, devendo a regulamentação dar suporte a essa nova realidade para permitir otimizar e clarificar a atuação do gestor dos sistemas regionais.

Entre os vários casos que manifestam essa evolução, vejam-se os exemplos da instalação de baterias para a gestão do sistema, na Madeira e nos Açores, a construção de um aproveitamento hídrico de bombagem na Calheta (Madeira), essencialmente para gestão da produção e acomodação de maior quota de renováveis, ou o projeto de hibridização de renováveis, baterias e grupos termoelétricos, na Graciosa (Açores).

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 de uma forma que também contribui para acelerar a transição energética.

O presente documento justificativo começa por identificar as relações entre o ROR e o Regulamento das Redes, também previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e está organizado em função das principais alterações regulamentares. À cabeça, a alteração de estrutura interna do regulamento. Depois a descrição da envolvente regulamentar europeia, pelos códigos de rede europeus. Os pontos seguintes discutem as várias alterações propostas ao ROR.

O articulado do ROR, pelas extensas alterações, não assinala a modificação da estrutura de artigos e capítulos, fazendo apenas referência à numeração dos artigos no ROR em vigor.

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) e o Regulamento das Redes (RR). 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).

O diploma estabelece ainda que a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) aprova o RR e a ERSE aprova o ROR, decorrendo esta circunstância das competências de cada entidade no setor elétrico. A lei atribui também a estas entidades competências em matérias específicas, embora não associadas a um regulamento concreto, mas que devem ser consideradas neste mapeamento.

Quadro 2-1 – Comparação das atribuições do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, ao ROR e ao RR

Tema	ROR / ERSE	RR / DGEG
Exploração das redes	<p>(art.º 238.º) «as condições que permitam a gestão dos fluxos de eletricidade, incluindo a contratação e utilização de recursos de flexibilidade, em consonância com a gestão flexível das redes, definindo, para essa gestão, as normas operacionais e o respetivo prazo para a sua implementação, bem como a adequação aos códigos europeus»</p> <p>«assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que estejam ligadas, bem como os procedimentos destinados a garantir as suas concretização e verificação.»</p> <p>«a contratação e utilização de recursos de flexibilidade, em consonância com a gestão flexível das redes»</p> <p>(art.º 163.º) «gestão da capacidade comercial de interligação»</p>	<p>(art.º 236.º) «especifica a constituição e a caracterização das redes de transporte e distribuição»</p> <p>«estabelece as condições da sua exploração e regula as respetivas condições de controlo e operação, incluindo o relacionamento com os utilizadores a ela ligadas, a realização de manobras e a execução de trabalhos e respetiva manutenção»</p>
Condições de ligação		<p>(art.º 236.º) «as condições técnicas gerais e particulares aplicáveis à ligação dos respetivos utilizadores, bem como aos sistemas de apoio, proteção e ensaios das referidas redes e desses mesmos utilizadores»</p> <p>«as condições e limitações à injeção de potência reativa decorrentes da necessidade de assegurar a fiabilidade, a segurança das redes e qualidade de serviço»</p>

Tema	ROR / ERSE	RR / DGEG
Gestão Técnica Global	<p>(art.º 238.º) «as condições em que o operador da RNT, em articulação com o gestor global do SEN, monitoriza as indisponibilidades dos centros eletroprodutores de maior capacidade instalada e monitoriza as cotas das albufeiras onde se localizem aproveitamentos hidroelétricos com elevada capacidade instalada, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros eletroprodutores.»</p> <p>(art.º 165.º) «gestão do mercado de serviços de sistema»</p> <p>(art.º 168.º) Gestão da responsabilidade «pelos desvios à programação».</p> <p>(art.º 206.º) «Avaliar e aprovar a proposta de estabelecimento do centro de coordenação regional e monitorizar a implementação do processo de cooperação com o gestor global do SEN»</p>	<p>«o meio e a forma contratual adequados para a formalização das condições técnicas e de segurança de ligação às redes»</p> <p>(art.º 236.º) «as normas aplicáveis à gestão técnica global do SEN e das redes de distribuição, nomeadamente as metodologias probabilísticas de planeamento das respetivas redes e o respetivo prazo para a sua implementação»</p> <p>«a metodologia para o cálculo da capacidade de receção na RESP com restrições»</p>
Mecanismos de capacidade		<p>(art.º 236.º) «estabelece os parâmetros a observar pelo gestor global do SEN na avaliação nacional da adequação dos recursos prevista no Regulamento (UE) 2019/943, do Parlamento Europeu e do Conselho, e no Regulamento (UE) 2019/941, do Parlamento Europeu e do Conselho, ambos de 5 de junho de 2019.»</p>
Requisitos de observabilidade e controlo	<p>(art.º 238.º) «3 - ...garantir o acesso dos operadores das redes à informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou RND que os habilitem à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções.»</p>	<p>(art.º 236.º) «estabelece [...] os requisitos técnicos e operacionais exigidos aos utilizadores das redes, nomeadamente as condições para o estabelecimento dos canais de comunicação com a gestão global do SEN e os requisitos técnicos e operacionais dos equipamentos de monitorização, registo e controlo necessários para a correta exploração do SEN.»</p>

O novo enquadramento jurídico do setor elétrico reconhece e promove a transição para um modelo de desenvolvimento novo – mais renovável, mais descentralizado (e, portanto, mais participado) e mais digitalizado. A facilitação dessa transição passa por clarificar e adaptar os requisitos de ligação à rede de instalações de produção, de consumo e de armazenamento, e por criar mecanismos de gestão da rede que

contratem e utilizem a flexibilidade dessas instalações. Este alargamento da regulamentação das redes deve atender às competências da ERSE e da DGEG, ajudando a criar um quadro mais claro e alinhado com as respetivas áreas de atuação no setor, definidas na lei.

Face à comparação de atribuições regulamentares ao ROR e ao RR, interpreta-se que o RR estabelece, nomeadamente:

- A infraestrutura de monitorização, controlo e registo a colocar nas 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.

3 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO

3.1 ALTERAÇÕES TRANSVERSAIS

A ERSE procedeu a alterações regulamentares em matérias transversais a todos os Regulamentos sob consulta. Incluem-se neste âmbito as Disposições Iniciais e Finais, que foram aperfeiçoadas e uniformizadas, e a inserção de disposições especiais quanto à proteção de dados pessoais e aos projetos-piloto. Adicionalmente, no que respeita à aplicação às Regiões Autónomas, a ERSE teve em devida conta a sua autonomia legislativa. Assim, na falta de disposições regionais aplicam-se as nacionais, incluindo a regulamentação de nível estadual aprovada pela ERSE, sem prejuízo das competências próprias desta Entidade Reguladora no que respeita à convergência tarifária, incluindo na monitorização de planos de investimento e aceitação dos custos. Foram, ainda, adequados conceitos em consonância com a legislação regional e as atividades desenvolvidas.

A explanação referente a cada um destes pontos encontra-se densificada no Documento Justificativo sobre a Reformulação do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural, para o qual se remete.

3.2 ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA E ORGANIZAÇÃO DO ROR

O ROR atual regulamenta a atividade da gestão do sistema. Todavia, o âmbito do ROR previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, é substancialmente mais amplo (vd. art. 238.º), incluindo, 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, importa incluir os sistemas elétricos das regiões autónomas no âmbito do ROR, clarificando os aspetos comuns com o Continente e os aspetos específicos.

Nestes termos, propõe-se uma reorganização da estrutura do ROR, 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. O ROR atual integra-se, sobretudo, no capítulo da gestão técnica global do SEN, sendo os restantes capítulos constituídos por matérias incorporadas pela primeira vez no regulamento.

No capítulo sobre a gestão técnica global do sistema foram incorporados os principais aspetos da regulamentação europeia e dos respetivos códigos de rede europeus. A construção do mercado interno europeu passa pela harmonização e integração de processos, não apenas ao nível dos mercados grossistas, mas também nos mercados de serviços de sistema e na gestão do sistema elétrico mais em geral (que inclui dimensões de segurança da operação e de abastecimento). Neste capítulo foi promovida uma 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, a utilizar pelos operadores de rede num plano de igualdade com o investimento e operação de meios próprios. O novo capítulo do ROR associado à gestão técnica das redes de distribuição trata sobretudo da prestação de serviços de flexibilidade aos operadores de rede de distribuição. Para este efeito é criado um novo Manual de Procedimentos, específico das redes de distribuição. O modelo regulamentar incide na função da gestão técnica das redes de distribuição, reconhecendo que esta função poderá vir a integrar a nova figura do Gestor Integrado das Redes de Distribuição.

Para tornar explícita a necessidade de coordenação entre os vários operadores de rede, foi introduzido 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 impacte 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.

Por via da nova estrutura, algumas matérias de incidência transversal aos vários operadores passaram para as disposições iniciais ou finais, deixando a atual localização mais restrita à gestão global do sistema.

Para melhor clarificar as alterações à estrutura do ROR, apresenta-se em anexo uma tabela de correspondência entre os atuais artigos do ROR e os novos, apresentados na proposta.

3.3 CÓDIGOS DE REDE EUROPEUS SOBRE A GESTÃO DO SISTEMA

A ARQUITETURA 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><i>Energy Balancing Guidelines (EBGL)</i> 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><i>System Operation Guidelines (SOGL)</i></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"> a) Segurança operacional; 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; c) Formação e certificação do pessoal dos operadores de rede; d) Coordenação de indisponibilidades; e) Programação entre zonas de controlo dos ORT; e f) O Quadro da UE no domínio do controlo potência-frequência e das reservas.
<p><i>Capacity Allocation and Congestion Management Guidelines (CACM)</i></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><i>Demand Connection Network Code (DCC)</i></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"> a) Instalações de consumo ligadas a redes de transporte; b) Instalações de distribuição ligadas a redes de transporte; c) Redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas; d) Unidades de consumo utilizadas para prestar serviços de resposta do consumo a operadores de rede.
<p><i>Requirements For Generators (RfG)</i></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><i>Emergency and Restoration Network Code (ER)</i></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
<p>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>	<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><i>Demand side flexibility (DSF)</i> (em preparação)</p> <p>A ACER recebeu um convite da CE, em junho de 2022, para estabelecer as <i>Framework Guidelines</i> para elaboração deste código de rede. Esse documento, elaborado num processo que envolveu uma consulta pública, foi enviado à CE 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><i>Cybersecurity Network Code</i> (em preparação)</p> <p>A ACER aprovou as <i>Framework Guidelines</i> 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 dos termos de referência do código de rede, pelo que a incorporação no ROR deve atender a estes termos de referência, deixando margem para o que venha a ser definido no código de rede.

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 serão considerados nos capítulos seguintes, onde se trata das matérias específicas de cada parte do regulamento. 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 o custo, 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.

3.3.1 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, embora tivesse já sido comunicado pela ERSE à REN e faça parte do atual procedimento de aprovação das metodologias de âmbito nacional ou regional.

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.

3.4 UTILIZADORES DE REDE SIGNIFICATIVOS E INSTALAÇÕES SUJEITAS A REGRAS DE OBSERVABILIDADE E CONTROLO

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.

Quadro 3-2 – Tipos de utilizadores potencialmente identificados como utilizadores de rede significativos

Tipo de utilizador	SO GL	ER NC	RfG	DC	HVDC
Geradores tipo A (RfG)			✓		
Geradores tipo B (RfG)	SGU	SGU ¹	✓		
Geradores tipo C (RfG)	SGU	SGU	✓		
Geradores tipo D (RfG)	SGU	SGU	✓		
Clientes ligados à RNT	SGU	SGU		✓	
RDF ligadas à RNT	SGU	SGU		✓	
Redes de distribuição ligadas à RNT				✓	
Outras instalações de consumo e RDF que forneçam resposta do consumo diretamente ao ORT	SGU			✓	
Agregadores de produção e consumo prestadores de serviços de balanço	SGU	SGU		✓	
Sistemas de CC em Alta Tensão	SGU	SGU			✓

¹ Quando o ORT identificar estas instalações na lista de SGU.

A proposta de ROR enquadra o conceito de SGU, clarificando o papel dos operadores de rede, e em especial do ORT, na sua identificação e no estabelecimento de procedimentos de verificação e coordenação com essas instalações. O conceito de SGU está muito associado à gestão do sistema, pelo que se optou por integrar o conceito no capítulo da gestão global do sistema.

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 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).

INSTALAÇÕES SUJEITAS A REGRAS DE OBSERVABILIDADE E CONTROLO PELO GESTOR GLOBAL DO SEN

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 estabelece 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 instalações identificadas como SGU.

Esta circunstância facilita a participação destas instalações na prestação de serviços de sistema, por exemplo. Deve também ser considerada como valor limite (1 MW) de relevância de uma instalação de produção ou armazenamento individual, na perspetiva da gestão técnica global do sistema. Abaixo deste valor de potência, a observabilidade e controlo devem ser assegurados através de meios mais expeditos e simplificados, reduzindo os custos impostos aos utilizadores.

Nesse sentido, propõe-se 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.

Desta forma, o ROR clarifica que os requisitos técnicos de ligação das instalações à rede são definidos pelo Regulamento das Redes, previsto no art. 236.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. 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.

3.5 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

3.5.1 CENTRO DE COORDENAÇÃO REGIONAL

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.

Segundo o art.º 37.º deste regulamento, cada centro de coordenação regional deve desempenhar, pelo menos, as seguintes funções de relevância regional:

- a) Cálculo coordenado da capacidade comercial de interligação;
- b) Análise coordenada de segurança;
- c) Criação de modelos de rede comuns;
- d) Apoio à realização da avaliação da coerência dos planos de defesa e dos planos de restabelecimento dos operadores de redes de transporte, de acordo com o procedimento previsto no código de rede para emergências e restabelecimento de eletricidade (ER);
- e) Elaboração de previsões regionais, pelo menos para o dia seguinte, sobre a adequação das redes e preparação de ações de redução dos riscos;
- f) Coordenação regional do planeamento das indisponibilidades;
- g) Formação e certificação do pessoal que trabalha para os centros de coordenação regionais;
- h) Apoio à coordenação e otimização do restabelecimento regional, tal como requerido pelos operadores de redes de transporte;
- i) Análise e elaboração de relatórios pós-exploração e pós-perturbações;
- j) Dimensionamento da reserva de capacidade regional;
- k) Facilitar a contratação regional de capacidade de balanço;
- l) Apoiar os operadores de redes de transporte, mediante pedido, na otimização das liquidações entre operadores de redes de transporte;
- m) Tarefas relacionadas com a identificação dos cenários de crise de eletricidade a nível regional;
- n) Funções relacionadas com as avaliações de adequação sazonais;

- o) Tarefas relacionadas com o apoio aos operadores de redes de transporte na identificação das necessidades de nova capacidade de transporte, de atualização da capacidade de transporte existente ou de alternativas à mesma, a incluir no plano decenal de desenvolvimento da rede.

Em 30 de agosto de 2022, a ERSE aprovou a nomeação da entidade CORESO² 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.

As metodologias aplicadas pelos CCR decorrem dos códigos de rede europeus e do regulamento europeu do mercado interno, não cabendo ao ROR a sua definição. Não obstante, a REN, enquanto ORT nacional, e a ERSE, participam no processo europeu de elaboração e aprovação dessas metodologias. No caso das metodologias de âmbito europeu, o processo decorre sob a alçada da ENTSO-E e da ACER.

A proposta de articulado do ROR inclui um artigo reconhecendo o papel do Centro de Coordenação Regional e as funções atribuídas pela regulamentação europeia.

3.5.2 COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES

O papel do GGS na coordenação de indisponibilidades da RNT e do parque eletroprodutor está estabelecido. No entanto, a regulamentação europeia veio aprofundar a coordenação sistémica no mercado interno da eletricidade, atribuindo funções aos CCR nesta matéria.

A segurança de abastecimento é um bem de que todos (redes interligadas) beneficiam e para o qual todos têm de contribuir.

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.

² 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).

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 harmonizada³ adotada para o efeito, e em conjunto com os restantes ORT da região, a relevância dos módulos geradores e das instalações de consumo, no âmbito da coordenação de indisponibilidades. O GGS procede de modo análogo para avaliar a relevância dos elementos de rede.

Os artigos associados à coordenação de indisponibilidades foram alterados para explicitar a coordenação regional do processo e o papel do CCR. Reconhecem ainda a harmonização de procedimentos introduzida pelo SOGL.

3.5.3 CRISE ENERGÉTICA E MEDIDAS DE EMERGÊNCIA

A atual crise energética europeia, com perturbação dos preços de gás e de eletricidade e potencial disrupção das fontes de energia, nomeadamente de gás natural, ilustra bem o cenário contemplado perante este tipo de crises.

As respostas às crises energéticas dependem fortemente de cada caso em concreto, da sua origem, e envolvem uma coordenação no espaço regional ou europeu. Pode também acontecer que as soluções impliquem escolhas de setores prioritários da vida em comunidade, em detrimento de outros aos quais são impostas restrições mais apertadas.

A lei reserva este espaço de atuação para o Governo (Decreto-Lei n.º 114/2001, de 7 de abril), ou para o membro do Governo responsável pela área da energia (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), consoante o grau de perturbação da comunidade. Não obstante, os operadores do SEN e os respetivos

³ 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].

agentes, incluindo produtores e consumidores, estão obrigados ao cumprimento das medidas tomadas em resposta à situação de crise.

Importa separar este domínio – crise energética - da 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. Esta matéria está incluída no âmbito do ER NC, sendo tratada no ponto seguinte.

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. 101.º, eliminou-se o anterior art. 24.º do ROR, substituindo-o por uma remissão para a legislação relativa a crise energética e medidas de emergência.

3.5.4 MEDIDAS PREVENTIVAS, PLANOS DE DEFESA E DE RESTABELECIMENTO

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.

O Regulamento das Redes, aprovado pela DGEG, também regula as condições técnicas das instalações e, assim, a sua participação nos serviços de defesa e restabelecimento.

O ROR prevê expressamente a existência de planos de deslastre de carga, manual e automático, mas importa inserir esses planos de deslastre no contexto mais amplo dos planos de defesa da rede previstos no Regulamento ER. Estes planos de defesa incluem medidas preventivas (vd. art.ºs 15.º a 22.º do Regulamento ER), tais como:

- a) Configuração da comutação automática, pelas unidades de armazenamento de energia ligadas à sua rede (incluindo a bombagem), do modo de consumo para o modo de geração ou, caso a unidade de armazenamento de energia não consiga efetuar essa comutação nos termos estabelecidos, a sua desligação automática;
- b) Configuração de controlo automático de subfrequências (deslastre de cargas frequencimétrico e regulações do modo limitadamente sensível à frequência em geradores em condições de subfrequência);
- p) Configuração de controlo automático de sobrefrequências;
- q) Configuração automática contra colapsos de tensão;
- r) Procedimento de gestão de desvios de frequência (regulação do estatismo dos geradores);
- s) Procedimento de gestão de desvios de tensão (regulação do controlo de tensão ou de potência reativa dos utilizadores das redes);
- t) Procedimento de gestão de fluxos de energia (limitação da potência ativa dos utilizadores das redes);
- u) Procedimento de corte de consumo manual (deslastre de cargas manual).

A proposta de alteração do ROR nesta matéria remete os planos de deslastre de cargas para o contexto do plano de defesa da rede e do Regulamento ER, e renomeia os planos de reposição do serviço como planos de restabelecimento, tal como previsto no Regulamento ER. Promove-se também a contextualização das medidas extraordinárias no âmbito do Plano de Preparação para o Risco no setor da eletricidade, previsto no Regulamento (UE) 2019/941 e aprovado pela DGEG. Renomeia-se ainda o conceito de plano de salvaguarda para medidas preventivas, dado que a expressão “medidas de salvaguarda” é utilizada no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no contexto da intervenção do Governo perante situações de crise energética.

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 janeiro⁴.

⁴ 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).

São ainda promovidas retificações pontuais de redação e melhorias para traduzir o atual contexto da produção distribuída.

3.5.5 MECANISMO DE CONTROLO DA INJEÇÃO NA REDE

O controlo do equilíbrio produção-consumo está atribuído ao GGS, que recorre, nomeadamente, aos mecanismos dos mercados de balanço para este fim. No entanto, uma parte importante da produção não participa 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 GGS⁵.

Neste âmbito, a produção ao abrigo de regimes remuneratórios especiais está sujeita à aplicação do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, do Diretor-Geral de Energia e Geologia, que permite o deslastre de produção e estabelece os termos dessa ativação.

No entanto, há um conjunto crescente de instalações com potência instalada superior a 1 MW que não tem regimes remuneratórios especiais, nem participa nos mercados de balanço. É, assim, importante prever um mecanismo que atue sobre a produção e armazenamento elegíveis, maximizando os recursos disponíveis para o GGS para garantir a segurança da operação.

A evolução do setor elétrico para um sistema preferencialmente renovável aumenta a probabilidade de ocorrência de situações em que a geração excede significativamente o consumo, e em que a produção disponível na rede e a participar nos serviços de sistema não permite compensar totalmente o desequilíbrio. O sistema deve encontrar novas formas de atuar nestas situações, nomeadamente estimulando a participação de mais agentes nos serviços de balanço (ou obrigar a essa participação, se necessário) e promovendo 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 quem o custo de oportunidade dessa mobilização é menor. Nesta linha, deve ser considerada a criação de serviços de balanço específicos, com requisitos de participação mais simples do que os atuais,

⁵ Vd. art. 31.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

de modo a facilitar a adesão da produção de menor dimensão (e do consumo) à prestação do serviço. Este é o modelo seguido em alguns países europeus.

Não obstante, o GGS deve dispor de um mecanismo de fim-de-linha que operacionalize o princípio da despachabilidade da produção e do armazenamento previsto na lei, em particular nesta circunstância de excesso de produção na rede.

Este mecanismo deve ser previsto ao abrigo do n.º 3 do art. 167.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a possibilidade, enquadrada nos códigos de rede europeus, de aprovação de serviços de balanço específicos (não-normalizados). Em concreto, desenha-se este serviço de sistema como serviço de prestação obrigatória e não remunerada (como se refere no final deste texto, não há um prejuízo económico para os agentes participantes e mobilizados).

Nestes termos, a ERSE propõe um artigo no ROR para enquadrar um novo mecanismo de controlo da injeção na rede, a definir em detalhe no MPGGS. Este mecanismo deve aplicar-se em complemento ao Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, e dando prioridade à mobilização plena dos serviços de balanço, incluindo com as opções de alargamento da participação nos serviços de sistema referidas.

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 esgotarem 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.

Figura 3-1 – Esquema de prioridades de aplicação do mecanismo de controlo de injeção na rede



A proposta prevê ainda que a mobilização de instalações no âmbito deste mecanismo não resulta em pagamentos ou recebimentos para os titulares das instalações, à semelhança do deslastre de cargas e em coerência com o n.º 13 do referido Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro. Desta forma, constitui-se como um incentivo adicional à adesão destas instalações aos serviços de balanço, onde a sua mobilização como serviço prestado (ou até a disponibilidade) implica uma compensação apurada no mercado de balanço.

Finalmente, 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.

Importa mencionar, a propósito do não pagamento pela instrução de limitação de injeção na rede, que o produtor ou instalação de armazenamento não vê afetada a sua remuneração no âmbito do mercado organizado, a qual se processa de acordo com os programas de compra ou venda em mercado organizado ou contrato bilateral. O incumprimento do programa de mercado, em resultado da instrução do GGS, não afeta o cálculo de desvios do respetivo BRP, porque a instrução é considerada nesse apuramento, tal como sucede no caso da participação nos serviços de balanço.

3.6 SERVIÇOS DE SISTEMA

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*).

Os serviços de sistema têm sido objeto de harmonização no quadro do mercado interno de eletricidade, através dos códigos de rede europeus e de diversas metodologias neles compreendidas. Por essa razão, o ROR deve enquadrar as regras nacionais no contexto regulamentar europeu, incluindo a utilização de conceitos comuns e facilitando assim a compreensão do quadro regulamentar da gestão do sistema pelos agentes de mercado que participam em vários mercados europeus. Esta conformação com os códigos de rede europeus é um processo em curso e com implicações muito extensas, quer nas regras, quer nos sistemas e ferramentas da gestão do sistema. O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema foi, até agora, a peça regulamentar adotada para acomodar essas adaptações sucessivas. Não obstante, o ROR agora proposto pretende dar o devido enquadramento da subregulamentação que foi, entretanto, produzida, mas também das alterações que ainda se desenham no horizonte.

3.6.1 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.

Estes princípios são, em parte, sobreponíveis aos definidos pelos códigos de rede europeus, como por exemplo, o SOGL (art.º 4.º, n.º 2), ou o EBGL (art.º 3.º, n.º 2), que define que «os Estados-Membros, as autoridades competentes e os operadores de rede devem:

- a) Aplicar os princípios da proporcionalidade e da não-discriminação;
- b) Garantir transparência;
- c) Aplicar o princípio da otimização simultânea da mais elevada eficiência global e do menor custo total para todas as partes envolvidas;
- d) Assegurar que os ORT recorrem, o mais possível, aos mecanismos de mercado para garantir a segurança e a estabilidade das redes;
- e) Respeitar a responsabilidade atribuída ao ORT em causa de modo a garantir a segurança da rede, nomeadamente conforme exigido pela legislação nacional;
- f) Consultar os operadores de rede de distribuição («ORD») em causa e ter em conta os impactos potenciais nas redes destes; e
- g) Ter em consideração as normas europeias e especificações técnicas acordadas.»

O EBGL (art.º 44.º, n.º- 1) determina ainda 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 regulados ou a prestarem ajuda na regulação do sistema.

Com o enquadramento anterior, foi incluído um novo artigo no ROR com o elenco dos princípios aplicáveis à gestão dos serviços de sistema e de resolução de congestionamentos, em linha com o quadro legal nacional e regulamentar europeu.

3.6.2 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 regulação⁶».

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 [...];
- 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 [...]

⁶ A expressão “serviços de regulação”, neste contexto, deve ler-se como “serviços de balanço”.

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.

Sublinha-se a publicação pela ACER do relatório *Prequalification processes for the provision of balancing services (as of 31 December 2021)*⁷, em dezembro de 2022, que identifica um potencial significativo para que os ORT reduzam as barreiras à entrada para os novos atores do mercado e pequenos utilizadores da rede, incluindo a resposta da procura em pequena escala, para fornecer serviços de sistema.

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.

A proposta regulamentar do ROR prevê que os elementos caracterizadores de cada serviço de sistema e os requisitos para a sua prestação sejam definidos no MPGGS, sob proposta do ORT e nos termos dos produtos normalizados aprovados no âmbito do EBGL, quando aplicável, e dos produtos específicos existentes. Propõe-se ainda um novo artigo relativo ao processo de pré-qualificação, o qual será detalhado no MPGGS.

UTILIZAÇÃO DO CONCEITO DE ÁREA DE OFERTAS NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE BALANÇO

A recente alteração do MPGGS veio modificar o conceito de área de balanço para área de ofertas. As ofertas de serviços de balanço são feitas por área de ofertas, sendo também a sua verificação feita por área de ofertas da energia de balanço mobilizada. As áreas de ofertas encontram-se geograficamente localizadas dentro das áreas de rede⁸, também elas definidas no MPGGS, por proposta do 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

⁷ Disponível em https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Prequalification_BAL_Services.pdf

⁸ Salvo exceções específicas, previstas no MPGGS, por exemplo relacionadas com as instalações de consumo ou de agregação de unidades com potência inferior a 1 MW.

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.

Em linha com esta ideia, a ERSE definiu no MPGGS que a verificação do cumprimento das mobilizações dos serviços de balanço (na realidade, cumprimento das instruções de despacho) é feita por área de ofertas ou por conjunto de área de ofertas, se o ORT assim o determinar (vd. ponto 8 do Procedimento n.º 22 do MPGGS). No mesmo sentido, prevê-se que o ORT possa solicitar à ERSE a aprovação de regras de isenção da segregação das unidades físicas por área de rede, para efeitos da constituição de áreas de ofertas (vd. ponto 2 do Procedimento n.º 5 do MPGSS). Essa verificação é independente da Área de Rede, no caso do BSP ser um agregador de instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW de potência contratada ou instalada.

Tendo em conta o contexto regulamentar europeu e a discussão já tida no âmbito da Consulta Pública n.º 105, de alteração do MPGGS, propõe-se inscrever no ROR o princípio da não-limitação da prestação de serviços de balanço por Área de Rede. Em concreto, propõe-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. Esta alteração consta do artigo do ROR relativo aos mecanismos de contratação de serviços de balanço.

PENALIZAÇÃO POR INCUMPRIMENTO DA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

Além da remuneração dos serviços de sistema prestados pelos agentes de mercado, quando aplicável, o ROR deve também prever a existência de mecanismos de penalização por incumprimento da prestação dos serviços contratados.

A recente alteração do MPGGS discutiu esta matéria e propôs precisamente a existência deste mecanismo. Até então, a ferramenta de penalização por incumprimento dos serviços de sistema eram os desvios de programação. Os desvios eram calculados por área de balanço, considerando a produção e consumo de forma segregada, pelo que o desvio do programa pelos produtores (incluindo o programa de mercado e a mobilização adicional em sede dos serviços de sistema) era penalizado diretamente. A harmonização

européia do tratamento dos desvios alterou este paradigma, tornando necessária a existência da metodologia de penalização que veio a ser aprovada no MPGGs.

A proposta de alteração do ROR inclui o princípio de uma metodologia de penalização, nos artigos relativos à contratação de serviços de balanço e de serviços de sistema não-associados à frequência.

DIMENSIONAMENTO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

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 dimensionamento das reservas de contenção de frequência (FCR) é feito de forma coordenada entre os ORT da mesma zona síncrona, pelo menos anualmente, nos termos do SOGL (art.º 153.º).

O SOGL (art.º 157.º) define as regras da metodologia a utilizar por cada ORT no dimensionamento das reservas de restabelecimento de frequência (FRR), estabelecendo, quer reserva a subir, quer reserva a descer, incluindo a proporção de FRR de ativação automática e de FRR de ativação manual, o tempo de plena ativação de FRR de ativação automática e o tempo de plena ativação de FRR de ativação manual.

Do mesmo modo, de acordo com o SOGL (art.º 160.º), o ORT deve estabelecer a metodologia de dimensionamento das reservas de reposição (RR).

Analogamente, o ORT deve definir o dimensionamento dos serviços de balanço específicos, em coerência com os serviços normalizados pelo EBGL.

3.6.3 CARACTERIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

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, no que respeita a Portugal, os ORT da zona síncrona CE (Europa continental), especificar a estrutura de controlo potência-frequência da zona síncrona no acordo operacional da zona síncrona CE. O SOGL define igualmente que essa estrutura é constituída por diversos processos. 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 Netting⁹.

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 RR¹⁰, 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.

⁹ Vd. https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/

¹⁰ Aprovação da ERSE por decisão de 21 de dezembro de 2018.

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 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.

De referir ainda o Processo de compensação de desvios (*imbalance netting*), estabelecido no SOGL e no EBGL e que permite evitar a ativação simultânea de reservas de restabelecimento de frequência (FRR) em direções opostas. Realizado pela plataforma IGCC, faz compensação do desvio de aFRR para os ORT aderentes.

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 3-3 – Plataformas europeias de troca de energia de balanço

Serviço de Balanço	Plataforma Europeia	Início do funcionamento	Adesão da REN
Reserva de Contenção da frequência (FCR)	FCR Cooperation (projeto regional) https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/	Jul 2020	Não está prevista
Reserva de Restabelecimento	Plataforma Picasso	1 jun 2022	Prevista para 2024

com ativação Automática (aFRR)	https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/		
Reserva de Restabelecimento com ativação Manual (mFRR)	Plataforma MARI https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/	5 out 2022	Prevista para 2023/2024
Reserva de Reposição (RR)	Plataforma TERRE https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/	6 jan 2020	29 set 2020
Compensação de Desvios (IN)	Plataforma IGCC https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/	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 ORT 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 resolução de congestionamentos na rede respetiva, em articulação com o GGS, para a qual deverão ser utilizados, sempre que possível, mecanismos de mercado. 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».

3.6.4 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 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 3-4 – 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. Para o efeito, o ORT solicitou à ERSE uma derrogação da implementação dos produtos aFRR e mFRR. Para implementar os produtos de balanço normalizados, de energia e de capacidade, e a troca de energia de balanço através das plataformas europeias, o ORT apresenta à ERSE propostas de regulamentação a adotar no MPGGS. A ERSE deverá aprovar estas alterações, após consulta pública.

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.

Apresenta-se ainda um resumo das características dos produtos de balanço em utilização em Portugal.

Quadro 3-5 – Características dos produtos de balanço em Portugal

Produto de balanço (Proced. MPGGS)	EBGL	Prestação	Remuneração	Tipo de produto	Observações	Participantes
Regulação primária (Procedimento 11)	específico	obrigatória (RRT - geradores ligados à RNT)	não remunerada	Capacidade		produtores
Regulação Secundária (Procedimento 12)	específico	obrigatória (ROR - geradores com capacidade) e voluntária (restantes)	remunerada (mercado)	Capacidade e energia	A energia da mobilização da banda de regulação secundária é valorizada ao preço da Reserva de Regulação	produtores
Reserva de Regulação (Procedimento 13)	específico	Obrigatória para a capacidade não casada em mercado	remunerada (mercado)	Energia	Ativada por instruções de despacho. Usada também para resolver congestionamentos	produtores e consumo em bombagem ou outro armazenamento, consumidores P>=1MW (projeto-piloto)
Reserva de Reposição (Procedimento 14)	normalizado (RR)	obrigatória (MPGGS - geradores) e voluntária (restantes)	remunerada (mercado)	Energia	Reserva de Reposição	produtores e UF habilitadas ORT pode cativar ofertas dos agentes para resolver restrições
Banda de Reserva de Regulação (Procedimento 15)	específico	voluntária	remunerada (mercado)	Capacidade	A energia da mobilização da banda de reserva de regulação é valorizada ao preço da Reserva de Regulação	Consumidores (P _{méd} >=4MW) Nota: P _{méd} é a potência média anual entre 1jun e 31mai.

Deve referir-se que o produto da Banda de Reserva de Regulação (BRR) foi aprovado como produto de balanço específico, segundo os critérios do EBGL. Como tal, deverá ser reavaliado pelo ORT, pelo menos a cada dois anos.

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.

3.6.5 OBRIGATORIEDADE E REMUNERAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

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.

O sistema elétrico atual assenta nos grandes centros eletroprodutores, com obrigações de prestação de serviços de sistema, incluindo a participação obrigatória nos mercados de serviços de sistema. Estes agentes estão habilitados, por natureza e por vocação, a prestar a maior parte dos serviços.

Mas a transição energética acelera o recuo do papel das energias fósseis no sistema elétrico e promove a transformação no sentido de um sistema com recursos distribuídos, de menor dimensão e muito variados no tipo e constituição. Centros eletroprodutores de energias renováveis de diferentes escalas, participação da procura e armazenamento terão um papel cada vez mais relevante no sistema elétrico. O sistema terá de se adaptar a esta transformação, incluindo na relação com estes prestadores de serviço, atraindo novos recursos para a participação na gestão do sistema.

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 3-6 – 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. Através deste mecanismo garante-se ao GGS 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».

Ainda a respeito da obrigatoriedade de prestação de serviços de sistema por parte de determinados utilizadores da rede, sinaliza-se a necessidade de 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 pela DGEG.

Importa assinalar que a ACER concluiu recentemente uma consulta pública de preparação da revisão dos códigos de rede de ligação à rede¹¹ (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

¹¹ *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>].

com grande presença de recursos distribuídos e conversores de eletrônica 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 operacional¹². Na prática, este requisito de despachabilidade aplica-se às instalações diretamente observáveis pelo GGS e com sistemas de comunicação instalados 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.

Note-se que a participação obrigatória dos produtores em serviços de balanço proporciona um critério económico adicional aos critérios técnicos para seleção das unidades físicas a que o sistema recorre para resolver restrições e regular a frequência, ou seja, para o despacho. Dentro do universo de instalações que podem contribuir para a resolução do problema do sistema, o GGS deve mobilizar as de menor custo. Resulta ainda claro que a obrigação de prestação de um serviço não implica a não-remuneração do mesmo. São, assim, duas questões que devem ser analisadas separadamente.

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 substituir, com um preço não inferior a zero, de acordo com as regras a serem estabelecidas no MPGGS».

¹² 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.

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.

O grande crescimento da produção de menor dimensão comparativamente com os centros eletroprodutores convencionais, térmicos e hídricos, está a ser acompanhado pela definição de requisitos de ligação à rede (vd. RfG e Portaria n.º 73/2020, de 16 de março) em função do tipo dos geradores (ou outras instalações) e também por requisitos de observabilidade e controlo pelo GGS (vd. art.º 91.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro). Neste sentido, importa também escalonar as obrigações dos produtores perante a gestão do sistema, em função destes requisitos.

Assim, considera-se oportuno ponderar o estabelecimento de obrigações 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. Note-se que o Despacho da DGEG nº 7/2018 classifica este tipo de geradores como aqueles ligados à RNT ou, no caso dos geradores ligados à rede de distribuição, com potência máxima superior ou igual a 45 MW. A obrigação de participação nos mercados de balanço traduz a operacionalização da responsabilidade coletiva pelo equilíbrio do sistema e, em especial, destes geradores. 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.

Importa ainda considerar a dimensão dos produtores, dado que a participação em mercados de balanço implica uma estrutura específica, técnica, humana e financeira. A criação da figura do agregador, que pode representar estes geradores nos mercados de balanço, oferece uma opção facilitadora para os produtores não interessados numa participação direta.

SITUAÇÃO ATUAL QUANTO À OBRIGAÇÃO E REMUNERAÇÃO DA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Atualmente, o ROR e o MPGGS definem como serviços obrigatórios e não remunerados a regulação primária (FCR) e o controlo de tensão, para produtores ligados à RNT e dentro das bandas requeridas pelo Regulamento da Rede de Transporte.

A regulamentação também prevê que o GGS contrate, através de mecanismos de mercado, os serviços de sistema cuja prestação não esteja assegurada pelas obrigações existentes, quer na quantidade, quer na localização necessárias. É exemplo disto a contratação de controlo de potência reativa (compensação síncrona).

O ROR e o MPGGS definem ainda a regulação secundária (aFRR) como serviço de participação obrigatória no respetivo mercado, para os produtores ligados à RNT e habilitados para o efeito¹³. O mesmo sucede com a reserva de regulação (mFRR) e com a reserva de reposição (RR). Estes serviços de balanço são remunerados no âmbito dos respetivos mercados.

A regulamentação prevê ainda a possibilidade de os produtores obrigados à prestação de um serviço poderem transferir contratualmente essa obrigação para terceiros, sob validação do GGS. Esta regra está explicitada para a regulação primária¹⁴.

PROPOSTA DE OBRIGAÇÃO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA E RESPECTIVA REMUNERAÇÃO

Reserva de contenção da frequência (FCR)

Atendendo ao quadro atual de obrigações e à sua adaptação à realidade regulamentar europeia, considera-se que o serviço de reserva de contenção da frequência (FCR) deve ser de prestação obrigatória para os produtores que cumpram os requisitos correspondentes ao tipo D do RfG (e da respetiva adaptação nacional), nomeadamente a capacidade de funcionamento em modo sensível à frequência. A obrigação de prestação do serviço restringe-se à banda de potência prevista na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, e considera a disponibilidade do recurso energético.

A Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, aplica-se apenas aos módulos geradores licenciados após a sua entrada em vigor, ou para os existentes, nas condições previstas no próprio diploma. No entanto, a obrigação de prestação do serviço de FCR aplica-se também aos geradores que, embora não abrangidos pela Portaria, cumpram os requisitos do modo sensível à frequência e preencham os requisitos de qualificação como tipo D.

A prestação obrigatória do serviço de FCR mantém-se não remunerada, como atualmente. No entanto, tal como para os restantes serviços, o GGS deverá contratar FCR em mercado sempre que se preveja que a reserva disponível a partir das unidades sujeitas à obrigação não preencha as necessidades deste serviço.

Esta circunstância poderá decorrer de instâncias de operação do sistema sem a presença de recursos térmicos convencionais, com limitações do recurso hídrico (como se verificou em 2022) ou outras. O GGS

¹³ MPGGS, Procedimento n.º 12, ponto 2.

¹⁴ MPGGS, Procedimento n.º 11, ponto 4.

deve avaliar este cenário com antecipação, de forma a contratar em mercado a reserva adicional que se mostre provável como necessária. Para este efeito, o GGS deverá propor regras específicas para a contratação de FCR em antecipação dessa necessidade. Esse processo deve iniciar-se com a avaliação prospetiva da necessidade de contratação de reserva FCR adicional. A situação mais comum na Europa é a contratação de FCR com base num produto de capacidade, podendo participar a produção, a procura ou o armazenamento.

Tal como já está previsto atualmente, o produtor obrigado à prestação de FCR deve poder contratar essa prestação com um terceiro, mediante validação do GGS.

Reserva de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR)

Também à semelhança do que ocorre no quadro regulamentar atual, propõe-se que o serviço de reserva de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR), equivalente à regulação secundária, seja de prestação obrigatória pelos produtores, desde que habilitados para a prestação do serviço, que cumpram os requisitos correspondentes ao tipo D do RfG (e da respetiva adaptação nacional).

A obrigação de prestação do serviço implica a oferta da capacidade disponível não contratada noutros mercados ou mecanismos no mercado de capacidade de aFRR. Note-se que esta regra deve ser detalhada no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, 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).

O serviço de aFRR será remunerado pela participação no respetivo produto de capacidade e também de energia. O mercado de aFRR é de participação aberta a todos os utilizadores pré-qualificados.

Reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR) e reserva de reposição (RR)

Propõe-se ainda manter a atual obrigação de participação nos mercados de RR e mFRR dos produtores pré-qualificados para o efeito, nos termos a definir no MPGGS. Esta obrigação deve restringir-se aos produtores que preenchem os requisitos de qualificação como tipo D.

Adicionalmente, e decorrendo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a energia de reequipamento está obrigada à participação nos mercados de RR e mFRR, com ofertas a baixar. Considera-se que este mecanismo deverá ser ponderado no futuro para efeitos de alargamento a outros produtores além

daqueles atualmente sujeitos a participação obrigatória nos mercados de mFRR e aFRR, caso se afigure necessário, como ferramenta eficiente de gestão de congestionamentos¹⁵.

No mesmo sentido, e em função das necessidades do sistema e da oferta disponível a subir, poderá ser considerada 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. Este tipo de oferta está mais condicionada em instalações de produção a partir de recursos renováveis não armazenados (e.g. eólica ou fotovoltaica), por impossibilidade de controlo do recurso de energia primária. No entanto, quer as instalações de armazenamento, quer determinadas instalações de carregamento de veículos elétricos, quer ainda eventuais instalações de consumos relevantes (e.g. eletrolisadores de grande potência), poderão ser envolvidos na prestação obrigatória de ofertas a subir, especialmente num quadro de escassez de recursos despacháveis.¹⁶

Os serviços de RR e mFRR serão remunerados pela participação nos respetivos produtos de capacidade e também de energia. Os mercados de RR e mFRR são de participação aberta a todos os utilizadores pré-qualificados.

Controlo de tensão e gestão de potência reativa

Atendendo ao quadro atual de obrigações e à sua adaptação à realidade regulamentar europeia, considera-se que o serviço de controlo de tensão e de potência reativa deve ser obrigatório nos termos dos requisitos definidos pelo Regulamento das Redes e pelo RfG.

O controlo de tensão e de potência reativa obrigatório não é remunerado, mantendo a situação presente.

No âmbito do controlo de tensão, considera-se que a compensação síncrona ou estática merece um tratamento distinto, porque correspondem a serviços prestados de forma autónoma da potência ativa. Nesta medida, o serviço de compensação síncrona ou estática deve ser voluntário (nos termos em que o Regulamento das Redes desobrigue a sua prestação gratuita), bem como o controlo de potência reativa para além dos requisitos obrigatórios, quando aplicáveis.

¹⁵ A este respeito, sugere-se a leitura do ponto 3.5.5 deste documento, sobre o mecanismo de controlo da injeção na rede.

¹⁶ Note-se que o produto de banda de reserva de regulação já configura um serviço assimétrico e que recorre às ofertas no mercado de reserva de regulação para estabelecer a ordem de mérito na mobilização.

Para o efeito, o GGS pode contratar o serviço de controlo de tensão e de potência reativa em mercado, sendo essa prestação remunerada nos termos contratados.

Arranque autónomo

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.

Resolução de congestionamentos

A resolução de congestionamentos deve ser remunerada, relativamente ao produtor (ou outro utilizador) que seja mobilizado para suprir a produção sujeita a limitação técnica. No caso do produtor sujeito à limitação, atualmente não existe uma remuneração associada. No entanto, sobretudo tendo em consideração que a produção descentralizada levará a que numa dada área da rede congestionada participem diversos produtores (ou outros utilizadores) que podem participar na resolução do congestionamento, os mecanismos de mercado deverão ajudar a resolver a questão da seleção dos produtores a sujeitar à limitação para resolução do congestionamento¹⁷.

Como referido, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (art.º 72.º), já determina que a energia correspondente ao acréscimo de potência de ligação decorrente do reequipamento dos centros eletroprodutores está sujeita à obrigação de prestação do serviço de resolução de congestionamentos, através da obrigação de oferta de potência a descer no mercado de balanço.

Em resumo, a proposta de alteração do ROR mantém, em geral, o quadro de obrigações para a prestação de serviços de sistema, embora procure ser mais específica quanto aos utilizadores da rede sujeitos à obrigação. A proposta clarifica também a necessidade de o GGS contratar os serviços de sistema cuja oferta sujeita a obrigação não se revele suficiente para cobrir as necessidades previstas, através de mecanismos de mercado e remunerando essa prestação. Nestes casos, o GGS deve contratar oferta adicional destes serviços, junto de outras unidades ou das mesmas, para volumes superiores aos obrigatórios.

¹⁷ A título de exemplo, numa área congestionada, por hipótese, o mecanismo poderia redistribuir o custo resultante da remuneração do produtor sujeito à restrição pelos restantes produtores não restringidos na mesma área. O mesmo princípio poderia ser aplicado em ligações de produção *offshore* ou outras em que vários produtores partilham uma ligação congestionada.

É introduzida a obrigação de participação da energia de reequipamento nas ofertas a baixar dos mercados de RR e mFRR¹⁸, como instrumento de gestão de congestionamentos, e abordada a eventualidade de alargar esta obrigação a outros utilizadores da rede, em resultado da avaliação de necessidades do sistema.

O código de rede europeu EBGL (art.º 45.º) determina que os serviços de reservas de restabelecimento e de reservas de reposição devem ser remunerados, não impondo o mesmo para o serviço de reservas de contenção de frequência. Na medida em que a prestação do serviço de reservas de contenção de frequência corresponda à banda de regulação obrigatória dos geradores, considera-se que não deve ser remunerado. Quando seja necessária capacidade adicional, então sim o serviço contratado deverá ser remunerado.

















Dado o atual estado do sistema elétrico, considera-se adequado manter a isenção dos consumidores e das instalações de armazenamento relativamente à prestação obrigatória de serviços de sistema, sem prejuízo do que venha a definir o Regulamento das Redes. Não obstante, o novo ROR dá passos significativos no sentido de permitir a prestação voluntária e remunerada desses serviços por este tipo de instalações.

O quadro seguinte sintetiza a proposta regulamentar quanto à obrigatoriedade da prestação dos serviços de sistema e de resolução de congestionamentos e quanto à sua remuneração. Note-se que o Despacho da DGEG n.º 7/2018, no âmbito do código de rede europeu sobre requisitos de ligação de produtores (RfG), define os geradores do tipo C como estando ligados à rede de distribuição e com potência entre 10 e 45 MW; e os geradores do tipo D como estando ligados à rede de transporte ou então ligados à rede de distribuição e com potência superior ou igual a 45 MW. A obrigação de prestação do serviço está necessariamente associada ao grupo de instalações sujeita a essa obrigação e não à generalidade das instalações.

Nota-se ainda que os requisitos de ligação à rede que foram estabelecidos pelo RfG e adotados na regulamentação nacional não se impõem diretamente aos geradores pré-existentes. Por isso, a obrigação de prestação dos serviços deve interpretar-se como aplicável aos geradores sujeitos aos requisitos do RfG ou, se pré-existentes, que cumpram os requisitos correspondentes.

¹⁸ O articulado proposto para o artigo “Serviços de sistema” recorre a uma expressão genérica para enquadrar os geradores sujeitos a obrigação por via da lei ou das respetivas licenças.

Quadro 3-7 – Proposta de obrigatoriedade e remuneração da prestação de serviços de sistema

Serviço	Obrigatoriedade / Sujeitos	Remuneração
FCR Reservas de contenção da frequência	 Para os geradores sujeitos aos requisitos tipo D do RfG e da Portaria n.º 73/2020 (modo sensível à frequência) ou que cumpram esses requisitos, sendo enquadráveis no tipo D segundo os critérios do Despacho n.º 7/2018, da DGEG. Obrigação segundo as bandas de potência previstas na Portaria n.º 73/2020, atendendo à disponibilidade de energia primária.	 Serviço obrigatório não remunerado.
	 Utilizadores pré-qualificados	 Serviço remunerado para contratação de reserva adicional à de prestação obrigatória.
aFRR Reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática	 Para os geradores pré-qualificados sujeitos aos requisitos tipo D do RfG e da Portaria n.º 73/2020 ou que cumpram esses requisitos, sendo enquadráveis no tipo D. Obrigação de oferta da capacidade disponível não contratada noutros mercados ou mecanismos.	 Remuneração do serviço através do mercado de capacidade e de energia de aFRR (decorre do EBGL).
	 Utilizadores pré-qualificados	
mFRR e RR Reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática e Reservas de reposição	 Para os geradores pré-qualificados sujeitos aos requisitos tipo D do RfG e da Portaria n.º 73/2020 ou que cumpram esses requisitos, sendo enquadráveis no tipo D. Energia de reequipamento está obrigada fazer ofertas a baixar. Obrigação de oferta nos termos a definir no MPGGS.	 Remuneração do serviço através do mercado de capacidade e de energia de mFRR (decorre do EBGL).
	 Utilizadores pré-qualificados	
Controlo de tensão/potência reativa	 Para os utilizadores da rede nos termos previstos no Regulamento das Redes	 Serviço obrigatório não remunerado.
	 Utilizadores pré-qualificados	 Serviço remunerado para contratação adicional (e.g. compensação síncrona)
Arranque autónomo	 Serviço não obrigatório	 Serviço contratado bilateralmente através de mecanismo de mercado

Legenda:



Voluntário



Obrigatório



Remunerado



Não remunerado

A remuneração dos serviços de sistema para resolução de congestionamentos pode ser resultado de mercados de produtos normalizados (ver quadro anterior) ou de contratos bilaterais para a prestação do serviço. De qualquer forma, os mecanismos de contratação têm de ser transparentes e não-discriminatórios, recorrendo a mecanismos de mercado sempre que possível, para promover a eficiência dos custos resultantes.

3.6.6 RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS COM OS SERVIÇOS DE SISTEMA

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.

Deve notar-se ainda que 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.

Na recente consulta pública n.º 105, de alteração do MPGGS, a ERSE comprometeu-se a discutir esta matéria em momento oportuno. Considera-se assim, que a revisão do ROR, num quadro de preparação de um modelo regulamentar para a transição energética, é o momento certo para colocar a proposta.

A ERSE propõe que o critério para cobrar os encargos com a gestão do sistema não imputados aos desvios seja o da não-participação no mercado de serviços de sistema. Ou seja, os utilizadores (produção, armazenamento ou consumo) que não participem na gestão do sistema devem suportar os encargos com

esta. Este princípio terá de ser concretizado posterior e evolutivamente, de modo a tornar objetivo o critério de apuramento das instalações participantes na gestão do sistema. Note-se que a participação pode assumir diferentes graus, 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.

Esta responsabilidade é determinada no contexto da carteira de cada BRP, apurando a energia afeta às instalações não-participantes no mercado de serviços de sistema.

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 ponderar-se o englobamento no conjunto responsável pelos encargos da gestão do sistema, por razões de ordem prática, já que não é possível aos operadores de rede determinarem as instalações participantes nas carteiras de agregação. 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.

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.

3.6.7 MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Os serviços de sistema são contratados usando mecanismos de mercado (vd. ponto 3.6.1). No caso concreto dos serviços de balanço, a contratação dos serviços, em potência e energia, é feita através de plataformas de mercado operadas pelo GGS.

Com a adoção dos produtos de balanço normalizados, decorrente dos códigos de rede europeus, o GGS integra também plataformas europeias de troca de energia de balanço, como já descrito no ponto 3.6.3. Essa obrigação foi explicitada num novo artigo.

Como acontece atualmente, a participação nas referidas plataformas europeias de troca de energia de balanço implica custos de adesão e de participação para o GGS, os quais são incorporados nos custos regulados da atividade da gestão do sistema.

No âmbito da transparência dos mercados de serviços de sistema e da sua supervisão, o GGS, nos termos do art.º 60.º do EBGL, deve publicar um relatório, pelo menos de dois em dois anos, sobre o balanço do sistema. Foi incluída esta obrigação num novo artigo relativo ao Relatório sobre a gestão técnica do sistema. O DL 15/2022, estabeleceu o dever de a 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.

Tal como discutido recentemente no âmbito da Consulta Pública n.º 105, de alteração do MPGGS, a prestação de serviços de balanço deve estar, por princípio, no referencial da zona de programação¹⁹ (toda a área de mercado de Portugal). Nesse sentido, as restrições locais às unidades prestadoras do serviço de balanço correspondendo ao cumprimento de uma oferta de balanço, devem limitar-se à resolução de congestionamentos de rede ou a medidas de manutenção da segurança operacional. A proposta de redação do artigo sobre os Mecanismos de contratação de serviços de balanço afirma esta ideia.

3.6.8 SERVIÇOS DE SISTEMA CONTRATADOS EM BASE BILATERAL

Certos serviços de sistema, pela sua especificidade, não se adequam à contratação através de plataformas de mercado. Nessas circunstâncias, o GGS recorre à contratação bilateral do serviço, devendo o respetivo contrato estabelecer as condições de prestação do mesmo.

Esta forma de contratação não impede a aplicação de mecanismos de mercado concorrenciais, sempre que possível, nem a transparência do processo de contratação.

O artigo relativo à contratação de serviços de sistema não associados à frequência foi alterado para reconhecer 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.

¹⁹ Vd., por exemplo, o art.º 16.º do Regulamento (UE) 2017/2195 (EBGL) e o art.º 110.º do Regulamento (UE) 2017/1485 (SOGL).

3.6.9 COOPERAÇÃO ORT-ORD

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. 182.º, art.s 4.º e 5.º, do Regulamento (UE) 2017/1485» que afetem a mobilização da reserva para balanço.

Na Consulta Pública n.º 105, de alteração do MPGGS, a ERSE discutiu esta questão tendo incluído no MPGGS regras que preveem esta coordenação entre o GGS e o ORD.

Como se pode consultar no [Relatório da Consulta](#) n.º 105, o MPGGS 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 a 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 fornecedores de reserva. 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.

Neste sentido, o ROR é alterado (artigos relativos à contratação de serviços de balanço e ao processo de pré-qualificação) para estabelecer exatamente o mesmo princípio. Note-se que os detalhes de implementação dos procedimentos de troca de informação entre o GGS e o ORD devem ser determinados entre os dois operadores, podendo a ERSE, na falta de acordo, estabelecer diretamente o procedimento.

Note-se ainda que a coordenação entre operadores no contexto dos serviços de sistema é apenas um dos aspetos dessa coordenação. No ponto 3.13 deste documento essa coordenação é discutida noutras perspetivas.

3.6.10 MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

AVISOS DO ORT NO ÂMBITO DA GESTÃO DO SISTEMA

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 aprove 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 Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema foi alterado para promover estas alterações.

CONTEÚDO DO MPGGS

O conteúdo do MPGGS deve refletir as alterações agora propostas ao ROR. Adicionalmente, 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. Deste modo, confere-se maior agilidade à aprovação, por via do MPGGS, das metodologias previstas na regulamentação europeia cuja iniciativa de proposta cabe ao ORT nacional ou aos ORT de uma determinada região.

3.7 LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS

A METODOLOGIA HARMONIZADA EUROPEIA DE TRATAMENTO DOS DESVIOS FOI IMPLEMENTADA NO MPGGS

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. Obviamente, esta delegação de responsabilidade tem de ser comunicada ao GGS, tendo consequências não apenas ao nível do cálculo dos desvios, mas também do apuramento das responsabilidades do BRP sujeitas à prestação de garantias.

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 ACER²⁰ inclui ainda no âmbito do ajustamento os volumes de energia associados a ações do plano de defesa da rede²¹ (como por exemplo os deslumbres 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).

PROPOSTA REGULAMENTAR DE DEFINIÇÃO DOS PRINCÍPIOS DA LIQUIDAÇÃO DOS DESVIOS

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.

Na implementação, além do que está já definido no MPGGS, deverá ser acautelada a consideração da mobilização de serviços de flexibilidade com impacte no fluxo de energia ativa para efeitos de ajustamento da posição do BRP que representa as instalações envolvidas.

3.8 ARMAZENAMENTO

O armazenamento é definido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, como sendo a transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção através da sua conversão numa outra forma de energia, sem discriminar o tipo de energia utilizada. O armazenamento passa a ser

²⁰ E o art.º 49.º do EBGL.

²¹ Na aceção do código de rede europeu sobre estados de emergência e de restabelecimento, o Regulamento (UE) 2017/2196.

também uma atividade independente e separada da produção, através de instalações de armazenamento autónomas com ligação direta à RESP.

A instalação de armazenamento autónomo é equiparada a uma instalação de produção com armazenamento, tal como uma central hídrica com bombagem. Estas instalações autónomas têm a capacidade de participação ativa no mercado de energia e na operação da rede, seja separadamente, seja integradas num portfolio de recursos de flexibilidade.

As instalações de armazenamento integradas em instalações de utilização (*behind-the-meter*) são consideradas clientes ativos, habilitados a injetar energia ou a prestar serviços de sistema ou de flexibilidade local. No caso de estarem integradas em instalações de produção são aplicáveis as regras da produção.

Por sua vez, os operadores das redes não podem deter, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento, exceto quando estes sistemas constituam componentes de rede completamente integrados²² ou se destinem prioritariamente à prestação de serviços de sistema, garantia da segurança e fiabilidade das redes, princípio inscrito no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [art.ºs 110.º e 115.º]. Esta limitação aplica-se igualmente à detenção, desenvolvimento, gestão ou exploração de pontos de carregamento para veículos elétricos.

Nos termos da Diretiva (UE) 2019/944 [art.º 36.º], a título de exceção à regra geral, os operadores podem deter, desenvolver e explorar instalações de armazenamento, no caso de constituírem equipamentos de rede completamente integrados ou no caso de não existirem outras entidades com capacidade de prestar os serviços de sistema necessários à exploração da rede, a custos razoáveis e em tempo oportuno, em qualquer caso, sob aprovação da entidade reguladora. Esta é uma possibilidade também conforme o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, caso o armazenamento seja necessário para os operadores cumprirem as suas obrigações tendo em vista a eficácia, fiabilidade e segurança do funcionamento da rede. As instalações de armazenamento detidas pelos operadores não podem interferir com os serviços de balanço e os serviços de gestão de congestionamentos.

²² 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)]

O caso dos sistemas de armazenamento que funcionam como equipamentos de rede completamente integrados refere-se, por exemplo, a equipamentos que fazem parte de subestações, postos de transformação ou estão localizados em instalações dos operadores, sendo exclusivamente utilizadas para o restabelecimento instantâneo da segurança e das condições de operação da rede, para assegurar a qualidade da energia ou a manutenção do funcionamento de sistemas críticos durante episódios de interrupção do serviço.

No caso da ausência de prestadores de serviços de armazenamento em mercado, como justificação para a derrogação, importa observar os procedimentos e pressupostos previstos na Diretiva (UE) 2019/944.

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. Não tendo conseguido resposta do mercado a estes procedimentos, os operadores podem solicitar à ERSE a derrogação do impedimento de explorar, instalar e gerir instalações de armazenamento. Neste caso, deve verificar-se que as instalações sejam necessárias para cumprimento de obrigações tendo em vista a eficácia, fiabilidade e segurança do funcionamento da rede e que não sejam utilizadas para comprar ou vender eletricidade nos mercados de eletricidade.

Uma vez obtida derrogação para a exploração de instalações de armazenamento, os investimentos nestes ativos devem seguir o processo regular de aprovação de investimentos dos operadores.

Por fim, importa notar que são discutidas e propostas disposições relativas às instalações de armazenamento autónomo, no RRC, quanto às condições comerciais de ligação às redes, no RARI, quanto ao acesso às redes e às interligações e as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso do armazenamento às redes e no RT, quanto às tarifas de acesso às redes aplicáveis às instalações de armazenamento autónomas.

3.9 PARTICIPAÇÃO DA PROCURA

A lei e a regulamentação estabelecem claramente o princípio da participação da procura na prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade, em condições de igualdade com a oferta (produção ou armazenamento). Assim, os mecanismos de contratação de serviços aos utilizadores das redes e do sistema devem ser desenhados de tal modo que estes utilizadores possam participar nas mesmas circunstâncias.

Não obstante, as regras de participação no mercado têm diferenças relevantes entre a produção e o consumo. Essas diferenças devem ser abordadas e resolvidas de forma a que a procura possa prestar os serviços referidos. Entre essas diferenças estão as seguintes:

Quadro 3-8 – Elementos regulamentares diferenciadores da participação da procura

	Oferta	Procura
<i>Perdas elétricas</i>	Não se aplicam perdas. A produção é convencionalizada como estando no referencial do mercado.	O consumo é afetado de perdas nas redes, para apurar a procura a fornecer em mercado.
<i>Tarifas de acesso às redes</i>	Não aplicável, incluindo a bombagem.	O consumo paga tarifas de acesso às redes.
<i>Programação individualizada (baseline)</i>	Programação obrigatória por unidade de programação, apurada no mercado grossista e área de ofertas (serviços de sistema). Grande produção tem programação individual (e.g. centrais térmicas).	Apenas programação da carteira de comercialização. O novo MPGGS estabelece o princípio da programação obrigatória do consumo que participa nos serviços de sistema.
<i>Desvios²³ (considerando a revisão do MPGGS aprovada pela Diretiva n.º 23/2022)</i>	A procura e a oferta agregadas numa carteira de um agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios (BRP) são tratadas de forma igual. A mobilização em serviços de sistema é ajustada ao programa da carteira, imunizando esse efeito nos desvios do respetivo BRP.	

PROJETO-PILOTO DE PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NO MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

A ERSE aprovou, pela [Diretiva n.º 4/2019](#), de 15 de janeiro, um projeto-piloto para a participação da procura no mercado de reserva de regulação. Nesse projeto-piloto, foi definida uma solução transitória para os temas específicos da procura.

²³ Até à produção de efeitos do MPGGS aprovado pela Diretiva n.º 23/2022, o cálculo dos desvios de comercialização (consumo) apenas incluí o programa do mercado grossista, pelo que uma eventual mobilização do consumo em serviços de sistema gera desvios nos comercializadores. O projeto-piloto de participação da procura no mercado de serviços de sistema criou uma exceção para imunizar o comercializador dessa mobilização.

Quadro 3-9 – Participação da procura no mercado de reserva de regulação prevista no projeto-piloto

Tema	Solução provisória no Projeto-Piloto
Perdas	Ofertas efetuadas no referencial da instalação de consumo, não sendo ajustadas para perdas nas redes.
Tarifas de acesso	O consumo mobilizado a subir (reserva a descer) não paga tarifas de acesso às redes. O consumo mobilizado a descer (reserva a subir) é considerado no consumo medido para efeitos de aplicação das tarifas de acesso (reduzindo o pagamento de tarifas de acesso).
Programação	Os clientes participantes no mercado de reserva de regulação têm obrigação de comunicar diariamente ao gestor de sistema a previsão de consumo horário para o dia seguinte. Esta previsão é usada como <i>baseline</i> do consumo. O não cumprimento da programação comunicada ao GGS pelo cliente, no caso de não-mobilização, não tem penalizações associadas.
Desvios	A mobilização do consumo no mercado de reserva de regulação é considerada no apuramento de desvios do comercializador, imunizando-o deste efeito. Presume-se o cumprimento da mobilização pelo cliente, pelo que qualquer desvio de consumo real é imputado aos desvios do comercializador.

Importa avaliar as consequências das opções então tomadas e em que medida podem ser integradas no corpo regulamentar.

CÓDIGO DE REDE EUROPEU SOBRE A RESPOSTA DA PROCURA

O Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho, que estabelece (art.º 59.º) a habilitação para a Comissão adotar códigos de rede que assegurem condições uniformes de aplicação do regulamento, prevê a aprovação de «regras relativas à resposta da procura, [...] incluindo regras de agregação, o armazenamento de energia e as regras aplicáveis ao deslastre».

Por solicitação da Comissão, a ACER elaborou uma proposta de linhas orientadoras²⁴ deste código de rede, no quadro de um processo de consulta pública, que enviou à Comissão em dezembro de 2022.

Está, portanto, iniciado o processo regulamentar que levará à aprovação do código de rede sobre a participação da procura. As regras agora discutidas ao nível nacional devem ser vistas segundo a orientação

²⁴ *Framework Guidelines on Demand Response*, ACER, 20 dez 2022 [[link](#)]

da proposta da ACER e terão, no futuro, de se adaptar ao modelo do código de rede europeu que vier a ser aprovado.

3.9.1 IGUALDADE DE TRATAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA PROCURA

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define os “serviços de resposta da procura”. Estes serviços valorizam a resposta da procura, através da submissão de ofertas de redução ou aumento do consumo dos clientes finais, em mercados organizados de eletricidade (e.g. serviços de balanço) ou através de contratação bilateral (e.g. serviços de flexibilidade), de forma isolada ou mediante agregação.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que, no processo de contratação de serviços de sistema, é assegurada a não discriminação efetiva entre os participantes no mercado, seja a geração, armazenamento ou resposta da procura [art.º 167.º]. Esta contratação pode ser feita individualmente ou através de agregação. O ROR também já prevê este princípio (art.º 32.º).

3.9.2 TRATAMENTO DE DESVIOS

No âmbito do projeto-piloto da participação da procura no mercado de reserva de regulação, a mobilização de consumos a subir ou a baixar é descontada do programa dos respetivos comercializadores, isentando estes agentes de mercado de desvios por essa razão direta.

Ainda no contexto do projeto-piloto, no caso de impossibilidade de cumprir as ordens de mobilização de reserva de regulação devido a causas não imputáveis às instalações de consumo, estas, ou quem as represente, não são penalizadas em sede de desvios.

A metodologia harmonizada de tratamento de desvios, aprovada pela Decisão da ACER n.º 18/2020, foi adotada no MPGGS aprovado pela Diretiva n.º 23/2022. Com esta metodologia, os desvios são calculados corrigindo o programa do mercado grossista pela energia de reserva mobilizada, seja da oferta, seja da procura. Desta forma, o modelo regulamentar já traduz o princípio da neutralidade dos serviços de balanço sobre os desvios dos agentes responsáveis pela sua liquidação.

Em caso de acionamento de um serviço de flexibilidade local pelo operador de rede, a identificação e comunicação dos desvios é essencial. No mercado diário, o BRP compromete o seu programa para o dia seguinte, o qual pode ainda corrigir durante a janela do mercado intradiário contínuo. Se o serviço de flexibilidade de uma instalação pertencente à carteira do BRP for acionado após o fecho do mercado diário

ou intradiário, pode afetar a posição de balanço da sua carteira e provocar desvios. As duas abordagens possíveis para lidar com o problema são²⁵:

1. Comunicar a mobilização do serviço de flexibilidade ao GGS – responsável pelo cálculo e liquidação dos desvios –, à semelhança da mobilização de energia de balanço²⁶, para que esta mobilização seja considerada no apuramento do desvio;
2. Responsabilizar o BRP pela gestão do desvio provocado pela mobilização do serviço de flexibilidade no seu portfolio, seja através de atuações no mercado intradiário²⁷ para corrigir o programa inicial, seja de outras formas.

Para este efeito, podem ser equivalentes as mobilizações de serviços de flexibilidade explícita ou outras formas, como os contratos de capacidade com restrições, dependendo da forma de mobilização.

A primeira opção - tratar a flexibilidade da mesma forma que os serviços de balanço - facilita o papel do BRP dado que, sem a sua intervenção, o cálculo do desvio da sua carteira é imunizado das mobilizações de serviços de flexibilidade. Por analogia aos serviços de balanço, esta opção apenas se justifica para mobilizações de energia (a subir ou baixar) efetuadas após o fecho do mercado intradiário ou próximo do momento do fecho.

A segunda opção – responsabilizar o BRP – é a mais simples do ponto de vista da gestão do sistema e mais eficiente também, assumindo que o BRP incorpora a informação da mobilização de serviços de flexibilidade nas suas previsões de consumo e produção, ajustando os seus programas de mercado em conformidade. Importa referir que a mobilização do serviço de flexibilidade pelo operador de rede é direcionada ao titular da instalação elétrica ou ao seu agregador (BSP), que pode não coincidir com o BRP (responsável pela liquidação dos desvios). Assim, no caso de o BRP assumir alguma responsabilidade pelo desvio associado à mobilização deve ser assegurado um fluxo de informação, do operador de rede mobilizador para o BRP, em tempo útil.

Outro detalhe a ponderar é a forma da mobilização do serviço de flexibilidade. Sendo uma instrução para subir ou descer a potência (de consumo ou de injeção na rede), pode ser diretamente traduzível numa

²⁵ <https://www.nordicenergy.org/publications/market-design-options-for-procurement-of-flexibility/>

²⁶ Note-se que a metodologia harmonizada de desvios prevê o ajustamento da posição do BRP, quer devido à mobilização de energia de balanço, quer por outros efeitos equiparados.

²⁷ O recurso ao mercado intradiário implica que a informação da mobilização chegue ao BRP em tempo útil, para permitir essa atuação.

correção do programa do BRP para imunizar o seu impacto no cálculo do desvio. No entanto, outras formas de mobilização podem não ser de aplicação direta, tal como, por exemplo, uma instrução de limitação de potência (mínima ou máxima). Deste modo, para além do princípio geral de que o BRP deve ter a capacidade de evitar desvios decorrentes da mobilização de serviços de flexibilidade, os detalhes de concretização desse princípio poderão ser definidos juntamente com a especificação de cada serviço de flexibilidade.

A prestação de serviços de flexibilidade por agregação coloca uma dificuldade adicional nesta matéria. As instalações (de produção, consumo ou armazenamento) agregadas por um BSP – agregador podem pertencer a diferentes carteiras de BRP – responsável pelos desvios. Assim, a mobilização do BSP não pode ser diretamente identificada com um BRP específico, mas com os vários BRP que representam instalações envolvidas na agregação.²⁸

A mobilização de serviços de flexibilidade local pelo operador de rede pode ser, ela própria, causadora de desequilíbrios produção-consumo. Nalguns exemplos encontrados na literatura, discute-se a possibilidade de o operador de rede ser, também ele, um agente responsável pelos desvios das suas mobilizações de serviços de flexibilidade. Nesse caso, o operador de rede de distribuição pode sujeitar-se ao pagamento dos custos de desvio, como os restantes agentes de mercado (BRP) ou compensar a mobilização num local da rede por uma mobilização de sinal contrário, num outro local, resultando apenas numa alteração do local de consumo ou produção, mas não numa alteração do respetivo nível. Este tipo de modelo de responsabilização do operador de rede de distribuição pode ser substituído por outro, mais simples, que assegure a coordenação entre o operador de rede e o GGS. Dessa forma, o GGS pode incorporar a informação sobre as mobilizações de serviços de flexibilidade nas suas previsões de consumo e produção e na compensação dos desvios globais.

As duas possibilidades descritas para evitar o impacto das mobilizações de flexibilidade nos desvios dos BRP podem ter lugar em simultâneo, dependendo das características do serviço de flexibilidade mobilizado (por exemplo, o tempo de pré-aviso da mobilização). A proposta de articulado do ROR estabelece o princípio básico de que o BRP deve ter mecanismos que permitam evitar ou minimizar o impacto das mobilizações

²⁸ No exemplo italiano, de unidades virtuais de agregação mistas, o BSP deve comunicar a proporção da mobilização do serviço de flexibilidade prestado por cada instalação no portfolio de agregação, permitindo assim ao gestor do sistema corrigir a posição de cada BRP envolvido (vd. *“Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets: A Country Level Review”*, Energies, 2021).

de flexibilidade nos seus desvios, bem como a consideração das mobilizações no ajuste da posição final do BRP, se aplicável.

3.9.3 PROGRAMAÇÃO DO CONSUMO

A prestação de um serviço de flexibilidade pode implicar a modificação do programa normal de consumo da instalação prestadora do serviço. A diferença entre esse programa (anterior à mobilização) e o consumo real permite apurar o grau de cumprimento da mobilização pela instalação de consumo. Ao contrário da produção, o consumo não é sujeito a obrigações de programação. O comercializador adquire energia em mercado para corresponder ao seu programa agregado de consumo, mas não individualiza esse programa.

A programação do consumo que presta serviços de balanço ou de flexibilidade, também chamado de consumo base ou *baseline*, pode ser uma responsabilidade do titular da instalação ou do seu agregador (BSP). Este é o caso do método de “auto-programação”. Este método implica a comunicação do programa de consumo previsto, com antecipação, ao operador de rede relevante. Neste método importa assegurar a qualidade da programação, por exemplo verificando de forma sistemática a adesão do programa ao consumo real, em situações de ausência de prestação de serviços de flexibilidade ou de balanço, e penalizar o prestador do serviço quando o consumo real se afaste do programa para além de uma tolerância definida e de forma recorrente.

Um método alternativo para a programação assenta na “hetero-programação”, em que o consumo de referência (*baseline*) é determinado por uma entidade independente do prestador do serviço, tipicamente o próprio operador de rede, segundo uma metodologia predefinida no contrato do serviço a prestar.

A definição da programação do consumo assume especial importância e pode recorrer a diversos métodos dependendo da sua aplicação. Independentemente da metodologia, os princípios adotados devem garantir que é de fácil implementação, transparente e precisa. Devem ser preferidos métodos de cálculo objetivos simples, replicáveis e não manipuláveis²⁹.

Alguns dos métodos possíveis para a programação de consumo são os seguintes:

- Previsão com base no diagrama de carga histórico, tendo em conta o histórico de consumo medido em cada instalação e considerando, ou não, correção de temperatura ou dias de calendário;

²⁹ ACER, [Framework Guidelines on Demand Response](#)

- Amostragem estatística, para recursos agregados e em situações em que os dados de consumo de todos os recursos não estão disponíveis;
- Máximo da carga base, em que é identificado o uso máximo de energia esperado de cada consumidor e especificado um valor para uso da eletricidade, equivalente ao máximo subtraído da capacidade comprometida do cliente;
- Medição antes e medição depois da prestação do serviço, pode ser usada quando é necessária uma resposta rápida e reflete as variações de carga em tempo real, num período de tempo curto;

Cada método de programação deve ter em conta o produto (tempo de pré-aviso, duração da mobilização, energia/potência) e as características do recurso que fornece o serviço (instalação individual, agregação de instalações), a disponibilidade de informação e o momento de submissão da programação. A programação de consumo pode ser definida ao nível do recurso que presta o serviço através de contador próprio (*submeter*), ao nível do contador inteligente da instalação ou ao nível do posto de transformação ou subestação tratando-se de agregação de vários recursos a prestar o serviço³⁰.

3.9.4 CONSIDERAÇÃO DAS PERDAS NAS OFERTAS DA PROCURA

Como descrito acima, a participação da produção e do consumo no mercado é diferenciada no que respeita à imputação das perdas nas redes. A produção, independentemente de onde esteja fisicamente ligada, assume-se virtualmente ligada no ponto de referência do mercado. Ao consumo são imputadas perdas nas redes, em função do nível de tensão de ligação e do período horário, implicando que o comercializador deve aprovisionar não apenas a energia consumida pela instalação, mas também a energia correspondente às perdas.

No âmbito da participação nos mercados de serviços de balanço ou de flexibilidade, é necessário definir como devem ser tratadas as perdas para as instalações de consumo participantes.

A imputação de perdas ao consumo aumenta a sua responsabilidade (e custos) na circunstância em que utiliza serviços da rede (situação habitual do consumo). No entanto, a mesma convenção amplifica o resultado da sua ativação no contexto da prestação de serviços de balanço ou de flexibilidade. Assim, resulta num maior benefício para o consumidor, quer seja mobilizado para aumentar ou reduzir o consumo.

³⁰ https://euniversal.eu/wp-content/uploads/2022/08/EUniversal_D5.4_Evaluation-of-market-mechanisms-challenges-and-opportunities.pdf

Esse maior benefício justifica-se por se considerar que a modulação do consumo para resolver um problema de balanço ou de congestionamento atua mais perto da raiz do problema, reduzindo a utilização das redes. Este pressuposto está gradualmente a ser desafiado pela produção distribuída, à medida em que uma parcela relevante da produção está dispersa pelos vários níveis de tensão e, muita dela, próxima das cargas (como é o caso do autoconsumo).

O argumento da proximidade continua válido para o tema do balanço do sistema, em que a produção se deve ajustar à variação do consumo (podendo o consumo também responder para resolver esse desequilíbrio). Já para a resolução de congestionamentos de rede, através de serviços de flexibilidade, um dos requisitos de elegibilidade das instalações prestadoras do serviço pede que estejam na área de rede sujeita ao congestionamento. Nesse sentido, quer a produção, quer o consumo estarão na região afetada pelo congestionamento.

Outro argumento a pesar é a compatibilidade entre a participação da procura nos serviços de sistema e de flexibilidade e a participação tradicional no mercado. A utilização de regras muito específicas para diferentes formas de participação da mesma instalação, aumenta a complexidade do tratamento dos dados de consumo e dos processos comerciais e de liquidação, dificultando ainda a clareza da perceção dos consumidores quanto aos modelos de participação no mercado.

Note-se que, na grande maioria dos países da UE cabe aos operadores de redes adquirir energia para cobrir as perdas nas redes³¹. Nesse modelo, a correção da produção ou do consumo para ajustamento de perdas não se aplica, cabendo diretamente aos operadores essa responsabilidade. Entre os países com um modelo semelhante ao português (e.g. Espanha, Reino Unido, Irlanda, Bélgica ou Itália), em Espanha, o recente serviço de “*respuesta activa de la demanda*”³² prevê a aplicação de perdas aos consumos medidos em contador.

Ponderados os vários argumentos, a ERSE propõe que a participação da procura nos serviços de balanço e de flexibilidade seja afetada de perdas nas redes, de forma paralela com o modelo de tratamento de dados de consumo estabelecido na participação em mercado grossista.

³¹ 2nd CEER Report on Power Losses, CEER, 2020 [[link](#)]

³² Real Decreto-Ley 17/2022, de 20 de setembro.

3.9.5 PRÉ-QUALIFICAÇÃO

A capacidade da procura para prestar serviços está sujeita à verificação de requisitos de pré-qualificação dependendo do serviço em questão. Esta pré-qualificação pode ter diversos objetivos, como identificados na proposta da ACER para as *Framework Guidelines on Demand Response*:

- Verificar se a rede tem condições técnicas para suportar o serviço;
- Verificar a capacidade de resposta do prestador do serviço, nomeadamente, se tem ferramentas de comunicação adequadas e se a informação sobre a instalação participante está devidamente atualizada;
- Verificar o cumprimento dos requisitos de cada produto pela unidade prestadora do serviço.

Ao estabelecer estes critérios, propõe ainda a ACER que:

- O esforço de pré-qualificação deve ser proporcional à dimensão das instalações que prestam os serviços e ao seu impacto na segurança do sistema e na operação da rede em caso de incumprimento;
- O processo de pré-qualificação deve ser transparente, simples, acessível ao utilizador, justo, objetivo e eficiente, devendo sempre que possível ser uniformizado (entre operadores, produtos e utilizadores);
- Os requisitos devem considerar apenas a capacidade técnica necessária para garantir a segurança do sistema e a operação da rede, não criando barreiras desnecessárias à entrada de pequenas instalações;
- Caso seja feito um ensaio de verificação dos requisitos, este deve ser feito por um só operador de rede ainda que vários operadores possam vir a mobilizar o serviço.

Deve referir-se que, nos termos do SOGL, o cumprimento das condições de pré-qualificação para a prestação de serviços de sistema deve ser reavaliado sempre que ocorra uma alteração relevante da instalação prestadora do serviço ou periodicamente, pelo menos de 5 em 5 anos. Estas regras aplicam-se também às instalações de consumo participantes nestes serviços.

A facilitação da incorporação de recursos de flexibilidade implica a não criação de barreiras administrativas e técnicas à participação das instalações mais pequenas. Os operadores de rede deverão trocar dados

relativos aos recursos de flexibilidade, de modo a maximizar o aproveitamento do seu potencial, minimizando o esforço de pré-qualificação.

3.10 FLEXIBILIDADE

A INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE PRODUÇÃO A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL E A ELETRIFICAÇÃO DOS CONSUMOS APELAM A NOVAS SOLUÇÕES

O setor elétrico passa por uma profunda transformação impulsionada por políticas públicas focadas na descarbonização da economia, que incluem medidas várias, entre as quais, e particularmente relevante no caso português, a promoção da produção de energia elétrica com base em fontes de energia renovável. Com efeito, a potência instalada, por um lado, e o peso relativo da energia elétrica produzida a partir destas fontes face à energia elétrica total consumida, por outro, têm registado um desenvolvimento notável nos últimos anos, que irá acentuar-se sobremaneira ao longo desta década: Portugal comprometeu-se com o objetivo de, em 2030, 80% da energia elétrica consumida provir de fontes de energia renovável³³ e o Governo, no seu Programa³⁴, antecipou em 4 anos essa meta.

Uma característica particular do sistema elétrico é a condição necessária de equilíbrio instantâneo entre a produção e o consumo. Tradicionalmente, o contexto da operação do sistema elétrico era dominado por tecnologias de produção convencionais, centralizadas, mormente termoelétricas, que, entre outras, exibem características de disponibilidade e previsibilidade. A principal variável aleatória era, então, a evolução do consumo. A substituição destas tecnologias por produção de origem renovável, designadamente, eólica e fotovoltaica, introduz aleatoriedade (aumenta a incerteza e a variabilidade) também ao nível da produção, colocando maiores desafios, não apenas para a operação do sistema elétrico, mas também para o seu planeamento.

³³ Em concreto, 22% a partir de hídrica, 31 % de eólica e 27% de solar (Plano Nacional Energia e Clima 2030, <https://files.dre.pt/1s/2020/07/13300/0000200158.pdf>).

³⁴ <https://www.portugal.gov.pt/gc23/programa-do-governo-xviii/programa-do-governo-xviii-pdf.aspx?v=%C2%ABmlkvi%C2%BB=54f1146c-05ee-4f3a-be5c-b10f524d8cec>

Por outro lado, a eletrificação dos consumos finais, designadamente ao nível do setor dos transportes, traduzir-se-á num aumento muito significativo do consumo de energia elétrica, com particular impacto na rede de distribuição, à qual se interliga, em regra, a infraestrutura de carregamento de veículos elétricos.

Em 2050, de acordo com a Agência Europeia do Ambiente, o consumo de energia elétrica exclusivamente para carregamento de baterias de veículos elétricos representará, em Portugal, cerca de 12% do consumo total de energia elétrica³⁵. Os efeitos deste desenvolvimento terão, contudo, reflexos muito antes: um estudo³⁶ recentemente elaborado pelo ISEG para a ACAP estima que, já em 2025, o número de veículos totalmente elétricos em Portugal supere os 150 mil (o que corresponderá, ainda assim, a menos de 3% do parque automóvel nacional). Considerando uma capacidade média por bateria de 50 kWh, é evidente a necessidade de encontrar novas formas³⁷ de integrar e gerir esta realidade.

A resposta a estes desafios, enquadrada no macro objetivo de uma descarbonização eficaz ao menor custo, passa, no atual estado de desenvolvimento tecnológico, em larga medida, pelo armazenamento³⁸ (convencional, recorrendo a unidades hidroelétricas com bombagem, mas também, e cada vez mais, através de baterias, estáticas ou móveis, no caso dos veículos elétricos) e pela flexibilidade, ambos numa lógica complementar (e tendencialmente prioritária) ao investimento pelos respetivos operadores em ativos de rede, uma vez que esse investimento, para responder por si só à transformação em curso, implicaria elevados custos económicos e ambientais.

O QUE É A FLEXIBILIDADE?

Em 2011, a Agência Internacional de Energia definiu flexibilidade de um sistema de energia da seguinte forma: «*the extent to which a power system can modify electricity production or consumption in response to variability, expected or otherwise*»³⁹.

³⁵ <https://www.eea.europa.eu/publications/electric-vehicles-and-the-energy>

³⁶ <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/automovel/detalhe/acap-estima-que-haja-mais-de-150-mil-carros-eletricos-em-portugal-em-2025>

³⁷ De que são exemplo o carregamento inteligente ou o *vehicle-to-grid* (V2G).

³⁸ Fundamentalmente pelo que permite ao nível da modulação da produção em função do diagrama de consumo. Faz-se notar que o armazenamento é analisado em detalhe no capítulo 3.8 deste documento.

³⁹ "Harnessing variable renewables - a guide to the balancing challenge", 2011

<https://www.oecd.org/publications/harnessing-variable-renewables-9789264111394-en.htm>

Já em 2018, o Council of European Energy Regulators (CEER) propôs a seguinte definição: «*Flexibility is the capacity of the electricity system to respond to changes that may affect the balance of supply and demand at all times*»⁴⁰.

Apesar de não existir uma definição universal de flexibilidade, as várias definições propostas⁴¹ podem, de acordo com a análise⁴² realizada em 2019 pela *International Smart Grid Action Network* (ISGAN⁴³), resumir-se na seguinte ideia geral: «*Flexibility relates to the ability of the power system to manage changes*». Neste sentido, pode associar-se ao conceito de controlabilidade na forma de serviço prestado à rede.

Embora o termo «flexibilidade» seja relativamente recente, o conceito não é, já que a necessidade de adaptação do sistema elétrico perante alterações ao nível do consumo, da produção e da própria rede existe desde sempre. O que, fundamentalmente, motiva a sua centralidade atual é a distinta natureza e frequência destas alterações ao nível da produção, por um lado, e os recursos existentes para o fornecimento de flexibilidade (incluindo as tecnologias de supervisão e controlo), por outro.

PRINCIPAIS INICIATIVAS E MARCOS LEGISLATIVOS EUROPEUS NO ÂMBITO DA FLEXIBILIDADE

O pacote de medidas apresentado pela Comissão Europeia no final de 2016 e que entrou em vigor em 2019, designado por «Energia Limpa para todos os Europeus»⁴⁴, assumiu três objetivos principais: 1) dar prioridade à eficiência energética, 2) alcançar a liderança mundial em energia de fontes renováveis e, por último, 3) estabelecer condições equitativas para os consumidores.

Este pacote, constituído por um conjunto alargado de atos jurídicos, introduziu, pela primeira vez e de forma holística (na medida em que não centrada na resposta da procura), a flexibilidade como recurso para, entre outros fins, uma integração em larga escala de energia renovável no sistema elétrico europeu.

⁴⁰ "Flexibility Use at Distribution Level - A CEER Conclusions Paper", 2018

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e5186abe-67eb-4bb5-1eb2-2237e1997bbc>

⁴¹ Algumas das mais relevantes foram propostas pela CIGRE, pela EURELECTRIC, pelo EPRI, pelo CEER, pela IRENA, pela BNetzA ou pela USEF.

⁴² https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2019/03/ISGAN_DiscussionPaper_Flexibility_Needs_In_Future_Power_Systems_2019.pdf

⁴³ <https://www.iea-isgan.org/>

⁴⁴ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

Assim, e em concreto, a diretiva relativa às energias renováveis (Diretiva (UE) 2018/2001⁴⁵) exige aos Estados-Membros «(...) investimentos suplementares em diferentes áreas de flexibilidade (designadamente interligações, armazenamento, resposta da procura ou flexibilidade da produção)».

Por seu lado, na diretiva relativa à eficiência energética (Diretiva (UE) 2018/2002⁴⁶), a Comissão Europeia não apenas se compromete a assegurar «(...) que a eficiência energética e a modulação do lado da procura possam concorrer em pé de igualdade com a capacidade de produção», como também com a preparação de «(...) uma metodologia comum com o objetivo de incentivar os operadores de rede a reduzirem as perdas, a levarem a cabo um programa de investimento em infraestruturas eficiente em termos de custos/energia e a terem em devida conta a eficiência energética e a flexibilidade da rede».

Também o regulamento relativo ao mercado interno da eletricidade (Regulamento (UE) 2019/943⁴⁷) exige a adoção de regras de mercado que promovam «(...) o desenvolvimento de uma produção mais flexível, de uma produção hipocarbónica sustentável e de uma maior flexibilidade da procura» e apela a enquadramentos regulatórios, designadamente ao nível tarifário, que incentivem «(...) os operadores de redes de distribuição a aumentar a eficiência das suas redes, incluindo mediante a eficiência energética, a flexibilidade e o desenvolvimento de redes inteligentes e de sistemas de contadores inteligentes».

Ainda no âmbito do pacote «Energia Limpa para todos os Europeus», a diretiva do mercado interno da eletricidade (Diretiva (UE) 2019/944⁴⁸) vem concretizar, em larga medida, o atual quadro de regras europeu aplicável à flexibilidade. Com efeito, no seu art. 32.º, é destacada a importância do desenvolvimento pelos Estados-Membros de um contexto regulamentar adequado que permita e incentive «(...) os operadores das redes de distribuição a contratar serviços de flexibilidade, designadamente a gestão de congestionamentos nas suas zonas, a fim de aumentar a eficiência do funcionamento e o desenvolvimento da rede de distribuição». Merecem ainda destaque os seguintes princípios inscritos no referido artigo:

- os operadores de redes de distribuição devem poder contratar serviços de flexibilidade a prestadores de produção distribuída, à resposta da procura ou ao armazenamento de energia (incluindo o armazenamento através da utilização de veículos elétricos), quando tais serviços possam, de forma eficaz em termos de custos, reduzir a necessidade de atualizar ou substituir a capacidade elétrica

⁴⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=LV>

⁴⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002>

⁴⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=HR>

⁴⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=ES>

(i.e., dimensão de planeamento da rede) e possam apoiar o funcionamento eficaz e seguro da rede de distribuição (i.e., dimensão de gestão e operação da rede);

- os operadores de redes de distribuição devem contratar os serviços de flexibilidade de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados nas regras de mercado;
- os operadores de redes de distribuição, sujeitos a aprovação da entidade reguladora, ou a própria entidade reguladora, devem, através de um processo transparente e participativo, que inclua todos os utilizadores da rede pertinentes e o operador da rede de transporte, estabelecer as especificações dos serviços de flexibilidade contratados e, se for caso disso, produtos de mercado normalizados para esses serviços. As especificações devem assegurar a intervenção efetiva e não discriminatória de todos os participantes no mercado, incluindo os participantes no mercado que forneçam energia de fontes renováveis, participantes no mercado envolvidos na resposta da procura, operadores de instalações de armazenamento de energia e os participantes no mercado envolvidos na agregação;
- os operadores de redes de distribuição devem trocar todas as informações necessárias e coordenar-se com os operadores de redes de transporte, a fim de assegurar a utilização otimizada dos recursos e o funcionamento seguro e eficaz da rede e a facilitar o desenvolvimento do mercado;
- os operadores de redes de distribuição devem ser adequadamente remunerados pela contratação dos serviços de flexibilidade;
- o plano de desenvolvimento da rede de distribuição deve proporcionar transparência relativamente aos serviços de flexibilidade a médio e longo prazo que são necessários em alternativa à expansão do sistema.

Posteriormente, diversas iniciativas da Comissão Europeia, de que são exemplo o «Pacto Ecológico Europeu»⁴⁹, o «Objetivo 55»⁵⁰ ou o «REPowerEU»⁵¹, têm vindo a moldar a crescente ambição da União Europeia em matéria de descarbonização da economia, particularmente através do reforço na aposta na produção de energia elétrica com base em fontes de energia renovável, mas também na aceleração da eletrificação dos consumos finais (transportes, edifícios, indústria), vetores de atuação que se constituem como oportunidades significativas para a flexibilidade.

⁴⁹ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pt

⁵⁰ <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

⁵¹ https://portugal.representation.ec.europa.eu/news/repowereu-um-plano-para-reduzir-rapidamente-dependencia-dos-combustiveis-fosseis-russos-e-acelerar-2022-05-18_pt

A FLEXIBILIDADE NO DECRETO-LEI N.º 15/2022, DE 14 DE JANEIRO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), exige a adoção de um modelo de planeamento e de gestão flexível das redes de transporte e de distribuição, designadamente com recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos (como o armazenamento, a resposta da procura e da produção de eletricidade).

Este modelo flexível deve, nos termos do art. 281.º do referido diploma, ser implementado pelos operadores (da RNT e da RND), com base no disposto na regulamentação, em particular no Regulamento das Redes, da responsabilidade da DGEG, e na regulamentação da ERSE.

No âmbito do planeamento das redes de transporte e de distribuição, e tendo presente a necessidade de assegurar objetivos de máxima eficiência da capacidade disponível e de integração da produção e do consumo de modo dinâmico (sem colocar em causa a segurança do abastecimento), prevê-se que os respetivos planos de desenvolvimento e investimento passem a justificar (mediante uma análise de custo e benefício) a necessidade de construção de novas infraestruturas de rede face a outras alternativas, como o recurso à contratação de flexibilidade. Nos termos do diploma, cabe à ERSE aprovar e publicar a metodologia de avaliação a seguir, com base em proposta dos operadores da rede. A concretização desta dimensão da flexibilidade tem lugar no RARI.

Para efeitos do ROR releva, por seu lado, a flexibilidade enquanto recurso à disposição dos operadores de rede para gestão do sistema de distribuição, nos termos densificados mais adiante.

RECURSOS PARA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

Os recursos disponíveis para dotar de flexibilidade o sistema elétrico podem dividir-se em dois tipos: 1) os recursos próprios dos operadores das redes e 2) os recursos dos utilizadores dessas redes. A utilização de uns e de outros deve ter por base uma análise de eficácia e de custo.

Alguns exemplos de recursos próprios dos operadores das redes são as alterações da topologia da rede, a ligação/desligação de baterias de condensadores, a regulação em carga das tomadas dos transformadores ou a adoção de limites dinâmicos de capacidade das linhas⁵².

⁵² Como nota complementar, a discussão em torno da propriedade de instalações de armazenamento de energia por parte dos operadores de redes, designadamente para efeitos de acesso a flexibilidade, faz-se no capítulo 3.8 deste documento.

Já no que respeita aos recursos dos utilizadores das redes (enquanto prestadores de serviços de flexibilidade), a legislação, quer a europeia, quer a nacional, é abrangente: todos os recursos, designadamente os recursos distribuídos, podem prestar serviços de flexibilidade. Assim, qualquer instalação ligada à rede, seja de produção, de consumo ou de armazenamento, deve poder prestar estes serviços, desde que reúna as condições necessárias, nomeadamente as de natureza técnica, para essa prestação.

É importante reconhecer que a dimensão distribuída dos recursos é parte da solução. Com efeito, a produção distribuída⁵³ e o consumo controlável (de forma crescentemente inteligente), em combinação com soluções de armazenamento, têm impacte local (até pela sua reduzida dimensão individualmente considerada) e são flexíveis, na medida em que podem adaptar muito rapidamente o seu perfil de injeção/consumo, em função das necessidades (identificadas pelos respetivos operadores) em pontos específicos da rede.

O crescimento que se perspetiva para a mobilidade elétrica representa um enorme potencial ao nível de soluções de flexibilidade, seja por via do carregamento inteligente (através do qual se compatibilizam as necessidades de carregamento com a disponibilidade da rede, promovendo a deslocação desse consumo para os períodos de menor stresse da rede⁵⁴) ou de V2G (que introduz a bidirecionalidade de fluxo nos pontos de carregamento, permitindo a total equiparação a uma instalação de armazenamento, injetando ou consumindo em função das necessidades do sistema). Para tirar o máximo partido desse potencial, 1) a infraestrutura de carregamento deve ser dotada de condições técnicas de bidirecionalidade e de controlabilidade e 2) o regime jurídico da mobilidade elétrica⁵⁵ deve ser simplificado e adaptado com o objetivo de refletir as evoluções entretanto registadas, designadamente, ao nível das atividades (e.g., autoconsumo, comunidades de energia), dos serviços (e.g., flexibilidade, gestão da procura), dos intervenientes (e.g., agregadores) e, fundamentalmente, das necessárias interações entre setores, permitindo a adoção de novas soluções e de novos modelos de negócio.

Um aspeto de enorme importância para a prestação de serviços de flexibilidade é a necessidade de digitalização das instalações e da própria rede, incluindo a sua gestão e operação. Sem essa digitalização

⁵³ A potência instalada de produção ligada à rede de distribuição de Portugal continental, incluindo autoconsumo, deverá aproximar-se de 10 000 MVA até ao final de 2025.

⁵⁴ Através do sinal preço das tarifas de redes ou através de controlo direto do posto de carregamento pelo operador de rede.

⁵⁵ Regulado pelo Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na sua redação atual.

não são possíveis a monitorização e o controlo dos recursos de flexibilidade. Neste domínio, e particularmente no caso das redes de distribuição, cabe especial referência às redes inteligentes (incluindo os contadores inteligentes)⁵⁶ e à automação residencial.

É neste exato contexto que o CEER identifica a observabilidade e a controlabilidade como pré-requisitos essenciais para o desenvolvimento e contratação de soluções de flexibilidade.

A observabilidade diz respeito à própria rede e encontra-se na dependência da recolha de dados e de informação suficiente em tempo real que permita ao respetivo operador estimar o seu estado presente e futuro e, dessa forma, identificar a necessidade de serviços de flexibilidade.

Por sua vez, a controlabilidade aplica-se às instalações ligadas à rede e é determinante para efeitos de ativação e cumprimento das instruções dirigidas a essas instalações para prestação dos serviços de flexibilidade contratados.

No caso do SEN, os graus de observabilidade da rede e de controlabilidade das instalações a ela ligadas dependem fortemente do nível de tensão considerado, sendo totais ou muito significativos em MAT, AT e MT e ainda relativamente reduzidos no caso da rede de BT.

Muito recentemente, a Comissão Europeia apresentou o seu plano de ação para a digitalização do sistema energético, que decorre da constatação da necessidade de rápida transformação digital deste sistema, no sentido de uma maior inteligência e interatividade. Alguns dos principais eixos deste plano de ação estão elencados na Tabela 1.

⁵⁶ Note-se que, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a totalidade das instalações ligadas à rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão deve estar dotada de contador inteligente e integrada em rede inteligente até ao final de 2024.

Tabela 1 – Digitalização do sistema energético: principais ações da Comissão e prazos indicativos

Um quadro europeu para a partilha de dados	
Estabelecer a governação do espaço europeu comum de dados sobre a energia	2024
Adotar um ato de execução relativo aos requisitos de interoperabilidade e aos procedimentos de acesso aos dados sobre a contagem e o consumo	3.º T. 2022 (Comitologia)
Preparar o terreno para a adoção de atos de execução sobre os requisitos de interoperabilidade e os procedimentos de acesso aos dados necessários à resposta da procura e à mudança de fornecedor	3.º T. 2022 (início)
Promover um código de conduta para os aparelhos inteligentes do ponto de vista energético que permita a interoperabilidade e promova a sua participação nos regimes de resposta da procura	4.º T. 2023
Promoção dos investimentos em infraestruturas digitais de eletricidade	
Apoiar os ORT e os ORD da UE na criação de um gémeo digital da rede europeia de eletricidade ⁵⁷	A partir de 2022
Apoiar a ACER e as autoridades reguladoras nacionais no seu trabalho de definição de indicadores comuns de redes inteligentes	Até 2023
Garantir benefícios para os consumidores: novos serviços, competências e capacitação	
Identificar e pré-selecionar ferramentas digitais e elaborar orientações sobre os acordos de partilha de energia e de intercâmbio de energia entre pares em benefício das comunidades de energia e dos seus membros, no âmbito do Repositório das Comunidades de Energia	2023-2024
Estabelecer uma plataforma de experimentação para testar e simular comunidades de energia	2023-2024
Reforço da cibersegurança e da resiliência do sistema energético	
Propor um ato delegado sobre a cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade	1.º T. 2023

Fonte: Comissão Europeia⁵⁸

SERVIÇOS DE SISTEMA (GLOBAIS) E SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE (LOCAIS)

No quadro legislativo estabelecido a nível europeu e nacional, os operadores das redes, quer de transporte, quer de distribuição, devem poder recorrer a serviços de flexibilidade prestados pelos utilizadores das redes (diretamente ou através de agregação⁵⁹). Importa, assim, identificar esses serviços e, no caso concreto do operador da rede de transporte, colocá-los em perspetiva face aos (há muito estabelecidos) serviços de sistema.

⁵⁷ https://energy.ec.europa.eu/news/commission-welcomes-cooperation-between-entso-e-and-eu-dso-entity-digital-electricity-grid-twin-2022-12-20_en

⁵⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552&from=EN>

⁵⁹ A discussão em torno da atividade de agregação e da sua concretização no quadro regulamentar tem lugar, fundamentalmente, no âmbito da revisão do Regulamento de Relações Comerciais.

Assim, e de acordo com o Regulamento de Operação das Redes (ROR) em vigor, serviços de sistema são os «serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço». Mais estabelece o ROR que cabe ao Gestor Global do Sistema a «gestão dos serviços de sistema incluindo a operacionalização de um mercado de serviços de sistema e a contratação de serviços de sistema». Por último, são explicitamente identificados no regulamento os seguintes serviços de sistema: regulação de tensão, regulação primária de frequência⁶⁰, manutenção da estabilidade, banda de regulação secundária⁶¹, reserva de regulação⁶², compensação síncrona, compensação estática, interruptibilidade rápida, arranque autónomo e telearranque.

Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define:

- «serviços de sistema» como sendo «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»;
- «balanço» como sendo «todas as ações e processos, em todos os prazos, através dos quais o gestor global do SEN e os operadores dos sistemas interligados asseguram, de forma duradoura, 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»;
- «congestionamento» como sendo «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»;
- «serviços de sistema não associados à frequência» como sendo «um serviço utilizado 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,

⁶⁰ «Reservas de contenção de frequência», nos termos do Regulamento (UE) 2017/1485 (*System Operation Guideline*)

⁶¹ «Reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática», nos termos do Regulamento (UE) 2017/1485 (*System Operation Guideline*)

⁶² «Reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual» e «Reservas de reposição», nos termos do Regulamento (UE) 2017/1485 (*System Operation Guideline*)

corrente de curto-circuito, capacidade de arranque autónomo e capacidade de funcionamento isolado».

Adicionalmente, o diploma atribui ao gestor global do SEN a gestão do mercado de serviços de sistema e a gestão dos mecanismos de resolução de congestionamentos na rede de transporte e nas interligações e prevê que «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».

Faz-se notar que a definição de serviços de sistema estabelecida neste diploma não coincide totalmente com a prevista na Diretiva (UE) 2019/944, na medida em que esta última exclui da definição a gestão de congestionamentos. Adicionalmente, o art.º 32.º desta diretiva integra explicitamente a gestão de congestionamentos nas redes de distribuição no perímetro dos serviços de flexibilidade a contratar pelos respetivos operadores da rede de distribuição.

Também a definição de congestionamento difere da estabelecida no Regulamento (UE) 2019/943 («uma situação em que não é possível satisfazer todos os pedidos dos participantes no mercado para realizarem transações entre zonas de rede, uma vez que implicariam transportar fluxos físicos significativos através de elementos da rede que não têm capacidade para tal»). A definição estabelecida na legislação nacional é mais abrangente e alinhada com o que a regulamentação designa por «restrições técnicas».

A este propósito importa frisar que os congestionamentos podem ter lugar a nível das interligações internacionais, por um lado, e, por outro lado, a nível interno, seja na rede de transporte ou na de distribuição. No primeiro caso (interligações internacionais), o enquadramento regulamentar é dado pelo Procedimento n.º 20 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS⁶³), no âmbito da gestão da interligação (competência do Gestor Global do SEN). No segundo caso (congestionamentos internos), e tratando-se da rede de transporte, aplica-se o Procedimento n.º 9 do MPGGS, no contexto mais amplo da resolução de restrições técnicas internas.

Por último, o Regulamento (UE) 2019/943 define congestionamento estrutural como sendo «o congestionamento da rede de transporte que é capaz de ser inequivocamente definido, é previsível, apresenta estabilidade geográfica ao longo do tempo e ocorre frequentemente nas condições normais da

⁶³ <https://www.erse.pt/media/p01ddpww/mpggs-consolidado.pdf>

rede de eletricidade». A dimensão estrutural do congestionamento ou, de forma mais abrangente, da restrição técnica, pode ser relevante no desenho do respetivo mecanismo de contratação.

O elenco de possíveis serviços de flexibilidade (prestados por terceiros) e, bem assim, a sua relação com os serviços de sistema, como anteriormente enquadrados, é, portanto, um aspeto da maior relevância. Para este efeito, atente-se na seguinte definição proposta pelo CEER⁶⁴: «*DSO Flexibility services can be defined as any service delivered by market participants (who have the capability of modifying their injection/consumption patterns) and procured by DSOs to maximise the security of supply and quality of service in the most efficient way*». Sem prejuízo de se centrar nos operadores de rede de distribuição, esta definição encontra paralelismo evidente no quadro consagrado no ROR relativo aos serviços de sistema: os operadores assumem o papel de contratantes dos serviços aos respetivos prestadores, através de mecanismos de mercado, tendo em vista a maximização (custo-eficaz) da segurança do fornecimento e da qualidade do serviço.

Face ao anteriormente referido, parece poder concluir-se, desde logo, o seguinte:

- os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição são contratantes dos serviços de flexibilidade;
- os utilizadores das redes podem oferecer serviços de flexibilidade e serviços de sistema fazendo, para tal, uso dos mesmos recursos, desde que reúnam os requisitos estabelecidos;
- os serviços de sistema são da responsabilidade do gestor global do SEN, aqui se incluindo o balanço⁶⁵ e os serviços de sistema não associados à frequência;
- o operador da rede de transporte é responsável pela resolução de restrições técnicas, incluindo congestionamentos, na rede de transporte;
- os operadores das redes de distribuição são responsáveis pela resolução de restrições técnicas, incluindo congestionamentos, nas redes de distribuição.

Em suma, e sem prejuízo da possibilidade de identificação e concretização de serviços adicionais, afigura-se coerente e lógico, neste quadro, concluir pela sobreposição do leque de serviços de flexibilidade, por

⁶⁴ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/37d8c3b5-e06b-ac4d-8193-b50f910f75ca>

⁶⁵ O balanço entre produção e consumo tem reflexo na variável global frequência e, nessa medida, a responsabilidade por esse balanço é do Gestor Global do SEN.

um lado, e do leque de serviços de sistema não associados à frequência, adicionado da resolução de restrições técnicas, por outro. Concorre, aliás, para este entendimento a previsão inscrita no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, de utilização dos serviços de sistema não associados à frequência por parte do gestor integrado das redes de distribuição⁶⁶ (para além do gestor global do SEN). Deste modo, no caso do operador da rede de transporte, considera-se que os serviços de flexibilidade estão cobertos pelos serviços de sistema, como definidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, nos termos sistematizados na Figura 3-2.

Figura 3-2 – Serviços de sistema (ORT) e serviços de flexibilidade (ORD)



Este entendimento é objeto de concretização na proposta de definição de serviços de flexibilidade inscrita no articulado do ROR, convidando-se os participantes na consulta a oferecer os contributos que entenderem relevantes neste âmbito.

Note-se que a inexistência de uma identificação exaustiva de serviços de flexibilidade ou mesmo de uma definição do conceito na legislação europeia⁶⁷ ou nacional não é dissociável, no entender da ERSE, da circunstância de, nesta matéria, estarem agora a ser dados os primeiros passos, para mais num contexto fortemente marcado pela inovação e pelo desenvolvimento. O próprio CEER reconhece que, nesta fase, «*it is important for NRAs to ensure that the regulatory framework for DSOs, and the system as a whole, allows for the full range of possible flexibility services to develop*».

Ainda assim, vários estudos recentes aportam contributos significativos na identificação de serviços de flexibilidade e que se alinham com a proposta de entendimento anteriormente formulada pela ERSE:

⁶⁶ Nos termos do art.º 109.º do diploma.

⁶⁷ «*There is no definition for the term “flexibility services” in the European legislation*», E.DSO, “*Grid observability for Flexibility*”, https://www.edsofsmartgrids.eu/images/20220513_TF1_ANM_-_Go4Flex_Report.pdf

- o relatório intitulado «*Local Electricity Flexibility Markets in Europe*»⁶⁸, do *Joint Research Center* da Comissão Europeia, analisa de forma muito completa alguns dos principais projetos de desenvolvimento de mercados de flexibilidade na Europa, elencando os seguintes serviços de flexibilidade: 1) gestão de congestionamentos, 2) controlo de tensão, 3) serviços de balanço (apenas disponíveis para o ORT), 4) diferimento do investimento em rede (no contexto da atividade de planeamento) e 5) resiliência da rede (perante ações programadas de manutenção ou indisponibilidades imprevistas);
- o relatório «*Overview of market designs for the procurement of system services by DSOs and TSOs*»⁶⁹, elaborado no âmbito do projeto OneNet⁷⁰, identifica os seguintes serviços de flexibilidade a contratar pelos operadores das redes: 1) gestão de congestionamentos, 2) serviços de balanço (apenas disponíveis para o ORT) e 3) controlo de tensão;
- num estudo⁷¹ publicado em junho de 2021, visando a identificação de tendências ao nível das principais plataformas de mercado europeias existentes para contratação de serviços de flexibilidade, os autores sistematizam os seguintes serviços: 1) serviços de balanço (apenas disponíveis para o ORT), 2) gestão de congestionamentos, 3) controlo de tensão, 4) capacidade de funcionamento isolado e 5) capacidade de arranque autónomo;
- o estudo intitulado «*Flexibilidade en redes de distribución eléctrica*»⁷², elaborado em 2021 pelo grupo de trabalho de flexibilidade da FutuRed⁷³, identifica os seguintes serviços de flexibilidade: 1) gestão de congestionamentos, 2) controlo de tensão, 3) capacidade de funcionamento isolado, 4) capacidade de arranque autónomo, 5) serviços de balanço (apenas disponíveis para o ORT) e 6) inércia;
- no documento «*Flexibility Use at Distribution Level – A CEER Conclusions Paper*»⁷⁴, identifica-se a possibilidade dos operadores de rede de distribuição poderem contratar serviços de flexibilidade

⁶⁸ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130070>

⁶⁹ <https://onenet-project.eu/wp-content/uploads/2021/08/D31-Overview-of-market-designs-for-the-procurement-of-system-services-by-DSOs-and-TSOs-1.pdf>

⁷⁰ <https://onenet-project.eu/>

⁷¹ «*Analysis of New Flexibility Market Models in Europe*», <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/56443>

⁷² <https://www.futured.es/grupo-trabajo-flexibilidad/>

⁷³ <https://www.futured.es/que-es-futured/>

⁷⁴ <https://www.ceer.eu/flexibility-use-at-distribution-level1>

para diferimento do investimento em rede, para resolução de restrições técnicas locais e para controlo de tensão.

MECANISMOS DE ACESSO A FLEXIBILIDADE

De acordo com o CEER⁷⁵, os mecanismos de acesso a flexibilidade por parte dos operadores de rede podem classificar-se em quatro categorias: 1) mecanismos baseados em regras, 2) acordos de ligação à rede, 3) tarifas (dinâmicas) de rede⁷⁶ e 4) mecanismos de contratação em mercado.

No âmbito do presente processo de revisão regulamentar do setor elétrico, são analisados e discutidos os acordos de ligação à rede (ver documento justificativo do RARI) e, no contexto do ROR, os mecanismos de contratação de flexibilidade em mercado, que a Comissão Europeia considera deverem ser a opção preferencial para a contratação de flexibilidade.

Não se discutem os mecanismos de acesso a flexibilidade baseados em regras técnicas de ligação à rede, no âmbito de instalações de consumo (como enquadradas no Regulamento (UE) 2016/1388⁷⁷) ou de produção (como enquadradas no Regulamento (UE) 2016/631⁷⁸), porquanto essa matéria se encontra no quadro de atribuições da Direção-Geral de Energia e Geologia e nas esferas do Regulamento das Redes.

MECANISMOS DE MERCADO PARA CONTRATAÇÃO DE FLEXIBILIDADE

Como referido acima, muito recentemente foi publicado o relatório intitulado «*Local Electricity Flexibility Markets in Europe*»⁷⁹, do *Joint Research Center* da Comissão Europeia, que analisa exaustivamente os principais projetos de desenvolvimento de mercados de flexibilidade na Europa, concretamente:

⁷⁵ «CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility»

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f65ef568-dd7b-4f8c-d182-b04fc1656e58>

⁷⁶ As tarifas de rede têm sido objeto de estudo e acompanhamento próximo pela ERSE, ao longo dos últimos anos. Os resultados do projeto-piloto relativo ao aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT foram divulgados com a [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), referente à reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

⁷⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=PT>

⁷⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=DE>

⁷⁹ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130070>

sthlmflex⁸⁰ (Suécia), IntraFlex⁸¹ (Reino Unido), NorFlex⁸² (Noruega), GOPACS⁸³ (Países Baixos), enera Flexmarkt⁸⁴ (Alemanha), GB flexibility tenders by DSOs⁸⁵ (Reino Unido) e ENEDIS flexibility tenders⁸⁶ (França). A análise incide sobretudo nos seguintes aspetos: habilitação (pré-condições impostas para efeitos de participação), especificação dos produtos de flexibilidade (especificação dos serviços de flexibilidade e normalização dos produtos a negociar), mecanismo de negociação (quais os agentes envolvidos e de que modo a negociação tem lugar) e, por último, a ativação e liquidação.

As conclusões gerais apresentadas no relatório são as seguintes:

- a contratação de flexibilidade para operação e planeamento da rede de distribuição está em desenvolvimento em vários países europeus, com diversos graus de maturidade, e com recurso a diversos métodos;
- o enquadramento regulatório aplicável aos proveitos da atividade dos operadores de rede de distribuição e a realidade concreta da rede de distribuição influenciam o nível de contratação e a escolha dos métodos utilizados;
- a contratação de serviços de flexibilidade através de mecanismos de mercado traduz ainda uma prática residual na maioria dos países. Dos casos analisados, apenas três países (França, Países Baixos e Reino Unido) podem ser considerados como tendo estes mecanismos já consolidados, dois (Noruega e Suécia) estão a desenvolver esses mecanismos com recurso a projetos-piloto e um (Alemanha) tem um mecanismo baseado em regras;
- a análise ao desempenho dos mecanismos de mercado já consolidados (e.g., volumes negociados, liquidez) conclui pela boa prestação no caso dos Países Baixos e do Reino Unido e por resultados decepcionantes no caso francês.

Adicionalmente, são identificados e analisados diversos aspetos relativos à implementação concreta destes mecanismos, nomeadamente, 1) a importância de estabelecimento de um registo (*flexibility data register* / *flexibility resources register*) que contenha informação relativa aos recursos de flexibilidade (e.g.,

⁸⁰ <https://www.svk.se/sthlmflex>

⁸¹ <https://www.westernpower.co.uk/projects/intraflex>

⁸² <https://nodesmarket.com/>

⁸³ <https://en.gopacs.eu/>

⁸⁴ <https://projekt-enera.de/>

⁸⁵ <https://www.energynetworks.org/creating-tomorrows-networks/open-networks/flexibilityservices>

⁸⁶ <https://flexibilites-enedis.fr/>

localização, características, estado, medidas), 2) a contratação de longo prazo (para efeitos de diferimento de investimento e de contratação de serviços de sistema não associados à frequência) versus contratação de curto prazo (para suporte operacional, em particular, gestão de congestionamentos), 3) os mecanismos para remuneração da ativação de recursos, 4) o desenho de penalidades aplicáveis por incumprimento de instruções de mobilização, que se relaciona com mecanismos de definição de *baseline* (ou seja, da referência em relação à qual se apura o cumprimento), ou 5) a coordenação entre operadores de rede de transporte e de distribuição.

SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE E CAPACIDADE ATRIBUÍDA COM RESTRIÇÕES

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o conceito de acesso com restrições, que a proposta de alteração do RARI discute. Esta modalidade de acesso à rede prevê que a instalação fique sujeita à contingência de aplicação de restrições pelo operador da rede, em determinadas circunstâncias definidas na respetiva licença.

Assim, perante a possibilidade de um congestionamento, o operador da rede pode recorrer a estas instalações, determinando restrições (por exemplo à potência injetada na rede), caso existam instalações na zona de rede afetada. No caso de existirem, na mesma zona de rede, instalações contratadas para prestar serviços de flexibilidade, o operador de rede deverá dar prioridade à mobilização das instalações com capacidade com restrições, uma vez que foi nesse pressuposto que foi concedido o direito de acesso à rede. Note-se que este princípio não impede que a mesma instalação participe das duas formas – acesso com restrições e serviços de flexibilidade.

O operador de rede deverá ainda selecionar as instalações a mobilizar de acordo com regras de otimização dos custos e de desempenho técnico, bem como, preservando a equidade e transparência no tratamento dos vários utilizadores da rede.

PROPOSTA

O que atrás se referiu, quer relativamente aos futuros desenvolvimentos já anunciados pela Comissão Europeia no âmbito da digitalização do setor energético, quer, fundamentalmente, em termos de ponto de situação de implementação de mecanismos de contratação de flexibilidade no espaço europeu, concorre para a dificuldade em apontar soluções e modelos tendencialmente definitivos.

Sem embargo, ainda que de forma necessariamente gradual, importa desde já iniciar a definição das bases regulamentares aplicáveis à flexibilidade no âmbito da gestão técnica das redes de distribuição.

Em primeiro lugar, é proposta a definição dos conceitos de «serviços de flexibilidade» e de «prestador de serviços de flexibilidade», alinhadas com o que se discutiu ao longo deste ponto do documento justificativo.

Por outro lado, é estabelecido um quadro de princípios gerais, que se pretende suficientemente abrangente e inclusivo, nos seguintes termos:

- A contratação, a utilização, a verificação do cumprimento e a liquidação dos serviços de flexibilidade integram a atividade de gestão técnica das redes de distribuição, como prevista no art.º 6.º e densificada no art.º 109.º, ambos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
- O recurso a serviços de flexibilidade prossegue, entre outros, objetivos de otimização de custos de exploração, de melhoria da segurança e da qualidade de serviço ou, ainda, de maximização da capacidade de receção de energia proveniente de fontes renováveis pela rede;
- O recurso a serviços de flexibilidade deve acontecer depois de utilizados os contratos de acesso à rede com restrições, desde que permitam atingir os mesmos objetivos.
- A contratação de serviços de flexibilidade pode abranger horizontes temporais de longo prazo e de curto prazo, e deve concretizar-se 1) preferencialmente, através de mecanismos de mercado competitivos, sem prejuízo de, atentas as especificidades destes serviços, se prever igualmente a sua contratação por via bilateral e 2) de forma coordenada com o gestor global do SEN;
- Cabe à atividade de gestão técnica das redes de distribuição propor, para aprovação pela ERSE, as especificações dos serviços de flexibilidade e dos produtos de mercado normalizados para esses serviços, por um lado, e os requisitos de pré-qualificação para a sua prestação, por outro, observando princípios de transparência, objetividade e neutralidade tecnológica.

Adicionalmente, estabelece-se um registo de recursos de flexibilidade, da responsabilidade da gestão técnica das redes de distribuição, com informação relativa a esses recursos, e.g., a sua localização, as suas características técnicas ou as medidas registadas. O detalhe deste registo deve ser concretizado no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição.

Por último, tendo presentes os fatores novidade e complexidade introduzidos pelos serviços de flexibilidade, não apenas para a gestão técnica das redes de distribuição, mas também para os potenciais prestadores, incluindo os seus agentes representantes, e para o próprio regulador, é estabelecida a

possibilidade de desenvolvimento de projetos-piloto. Os projetos-piloto já beneficiam de previsão regulamentar no âmbito de regimes inovadores, como as redes inteligentes, o autoconsumo ou a mobilidade elétrica e têm permitido testar com sucesso, de forma estruturada e controlada, soluções que apelam a um quadro de regras mais particular.

Esta abordagem parece justificada também no caso dos serviços de flexibilidade, não apenas na visão dos reguladores, mas também da Comissão Europeia e da indústria⁸⁷. Com efeito, muito recentemente, foram dados os primeiros passos para a concretização de um projeto que envolve a E-Redes e a Piclo, tendo em vista o desenvolvimento de um «mercado de flexibilidade em Portugal»⁸⁸. Reconhecendo-se o potencial deste projeto e a importância da sua previsão explícita no quadro regulamentar, é atribuído ao operador da RND (tendo também por base a assimetria óbvia em termos do estado atual de digitalização das redes de AT e MT face às de BT) o dever de o submeter à aprovação da ERSE, num prazo máximo de 3 meses após entrada em vigor do ROR, abrangendo, pelo menos, a gestão de congestionamentos e o controlo de tensão na RND.

3.11 GESTÃO TÉCNICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CENTRO DA MUDANÇA DE PARADIGMA

Até muito recentemente, no quadro de um sistema elétrico verticalizado, centralizado e configurado para fluxos unidirecionais, a função da rede de distribuição era, a partir da fronteira com a rede de transporte, fazer chegar a energia elétrica até às instalações de consumo final, de forma eficiente, económica e segura⁸⁹. Contudo, à medida que a transição energética acelera, as redes de distribuição de energia elétrica assumem uma preponderância cada vez maior, uma vez que grande parte dessa transição passa pelos consumidores, impactando diretamente nas redes de distribuição. Assim, seja pelo efeito da ligação em larga escala de produção a partir de fontes de energia renovável e de instalações de armazenamento, mas também da crescente eletrificação dos consumos, em particular ao nível dos transportes, a mudança de

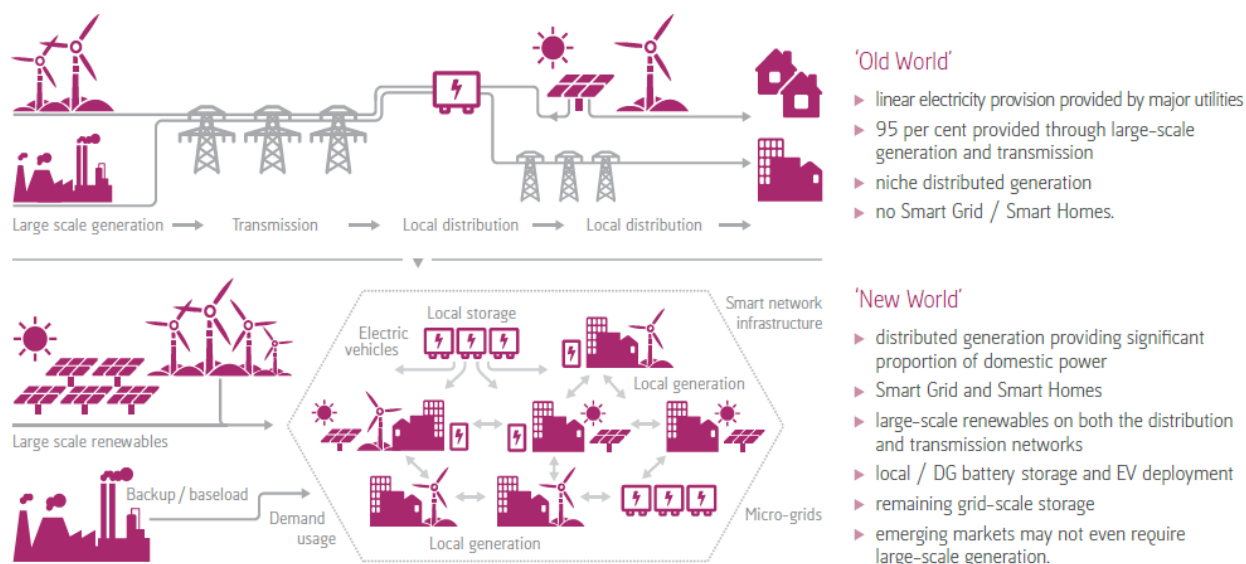
⁸⁷ Com efeito, no seu documento «*Recommendations on the use of flexibility in distribution networks*», de abril de 2020, disponível em https://www.eurelectric.org/media/4410/recommendations-on-the-use-of-flexibility-in-distribution-networks_proof-h-86B1B173.pdf, a Eurelectric defende que «*Member States may start testing market-based flexibility procurement with pilot projects. These pilot projects should test real use cases and consider different forms of procurement (...)*».

⁸⁸ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/noticias/2022/12/12/primeiros-passos-no-mercado-de-flexibilidade-em-portugal>

⁸⁹ O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, revogado no início de 2022, definia «Distribuição» como sendo «a veiculação de eletricidade em redes de distribuição de alta, média e baixa tensões para entrega ao cliente, excluindo a comercialização».

um sistema elétrico (cada vez menos) “*top-down*” para um sistema (cada vez mais) “*bottom-up*” é já muito evidente, como se pretende ilustrar através da Figura 3-3.

Figura 3-3 – Novo paradigma do sistema elétrico



Fonte: Baringa Partners⁹⁰

É assim fundamental que a própria rede de distribuição se adapte, se torne mais flexível, mais inteligente e (ainda) mais resiliente, neste contexto de ligação massiva de recursos à rede de distribuição, que potencia novas formas de organização e de participação ativa dos consumidores. Esta orientação é, aliás, claramente assumida no novo quadro legal do setor, estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que assenta em cinco eixos principais, um dos quais centrado «(...) nos consumidores e no papel que podem passar a desempenhar no âmbito do SEN, atuando individualmente, coletivamente ou através de comunidades de energia, prevendo que podem passar de meros consumidores passivos para agentes ativos que produzem eletricidade para autoconsumo ou para venda de excedentes, armazenam e oferecem serviços de flexibilidade e agregam produção».

A mudança de uma rede de distribuição de carácter eminentemente passivo para uma rede ativa faz-se acompanhar de desafios muito significativos.

⁹⁰ <https://www.baringa.com/BaringaWebsite/media/BaringaMedia/PDF/The-future-role-of-network-operators-the-emerging-active-DSO-model.pdf>

Um desses desafios coloca-se ao nível da observabilidade da rede, particularmente na baixa tensão, condição necessária para o aumento da eficiência na sua gestão. O acesso a medidas, estados e alarmes em tempo real permite tomada de decisão informada, designadamente para mobilização de recursos distribuídos. Essa mobilização requer a possibilidade de controlo destes recursos, para o que concorre decisivamente a instalação de equipamentos de medição inteligentes em curso.

Naturalmente, o reforço da observabilidade e da controlabilidade, traduz-se em enorme quantidade de dados a recolher, processar e disponibilizar aos diversos intervenientes, impondo requisitos exigentes aos diversos sistemas envolvidos em termos de fiabilidade e de velocidade, por exemplo, mas também do ponto de vista da cibersegurança e da proteção de dados pessoais.

NOVO PAPEL PARA OS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

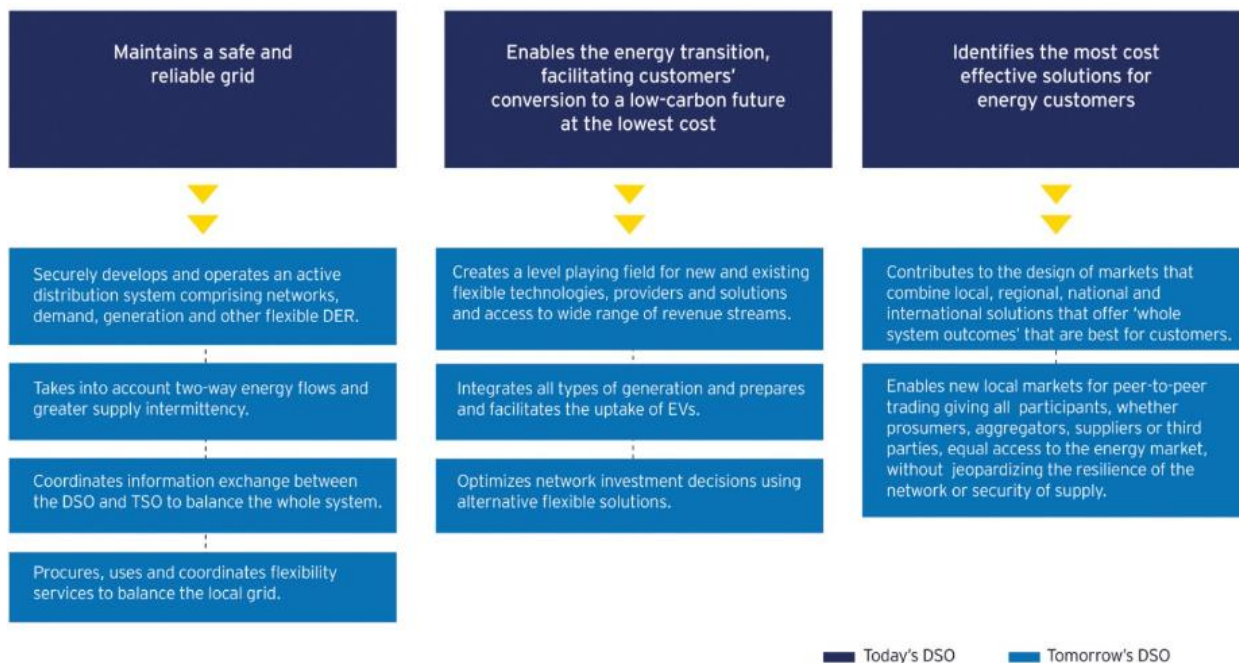
No pacote legislativo «Energia Limpa para todos os Europeus»⁹¹, que entrou em vigor em 2019, é atribuído aos operadores das redes de distribuição um papel muito importante enquanto facilitadores neutros do mercado, mas também enquanto agentes ativos e inovadores, no âmbito das transições energética e digital. Entre outras, estabelecem-se responsabilidades ao nível da integração de fontes de energia renováveis, de soluções de armazenamento, incluindo mobilidade elétrica, e de outros recursos distribuídos, nomeadamente relativos à participação da procura, através da contratação de soluções de flexibilidade, mas também ao nível do desenvolvimento das redes inteligentes ou da coordenação dos fluxos de dados/informação ao longo de toda a cadeia de valor do sistema (a jusante, relativamente aos utilizadores finais e a montante, na relação com os operadores das redes de transporte).

Este enquadramento configura a necessidade de desempenho de novas atividades por parte dos operadores das redes de distribuição, como se pretende ilustrar na Figura 3-4, e apela a uma atuação bem mais abrangente: «*Distribution Network Operators (DNOs) around the world are facing the daunting task of transitioning from being Network Operators to broadening the scope of their roles and deepening their operational reach to become Distribution System Operators (DSOs)*»⁹².

⁹¹ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

⁹² <https://reactive-technologies.com/news/transitioning-from-dno-to-dso-the-role-of-visibility/>

Figura 3-4 – Novo quadro de atividades dos operadores das redes de distribuição



Fonte: EY⁹³

A “conversão” dos operadores de rede de distribuição em operadores do sistema de distribuição acrescenta aos recursos tradicionais, designadamente o reforço de rede e o controlo direto de parte da carga, uma série de novos recursos, quer sistémicos (e.g., produção e armazenamento distribuídos), quer tecnológicos (e.g., redes inteligentes, digitalização, inteligência artificial, internet das coisas), quer ainda regulatórios (e.g., tarifas dinâmicas de uso das redes) e de mercado.

Os operadores das redes de distribuição terão assim, cada vez mais, um papel ativo enquanto facilitadores de mercado e de novos modelos de negócio (e.g., comunidades de energia, participação da procura), mas também muito reforçado ao nível da gestão técnica da rede.

O QUADRO LEGAL APLICÁVEL À GESTÃO TÉCNICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A atividade de gestão técnica do sistema elétrico era, no quadro legal anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, sobreponível com a atividade de gestão técnica global do SEN, atribuída ao operador da RNT, consistindo na coordenação sistémica das instalações do SEN, de forma a assegurar o

⁹³ https://www.ey.com/en_gl/power-utilities/where-does-change-start-if-the-future-is-already-decided

seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade.

Em coerência com este modelo, o objeto do ROR, estabelecido no seu art.º 1.º, foca-se no Gestor Técnico Global do Sistema (i.e., o operador da RNT) e na atividade de Gestão Global do Sistema. Com efeito, no que tange à gestão e operação das redes de distribuição, o ROR estabelece, fundamentalmente, necessidades de coordenação e de prestação de informação, no relacionamento com o ORT, em aspetos muito concretos.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, introduz alterações relevantes nesta matéria.

Por um lado, consagra a atividade de gestão técnica das redes de distribuição, que, ainda que subordinada à atividade de Gestão Técnica Global⁹⁴, beneficia de uma definição similar: «A gestão técnica das redes de distribuição, efetuada em articulação com o gestor global do SEN, consiste na coordenação sistémica das infraestruturas de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do SEN e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazo». O diploma elenca as seguintes funções, no âmbito do exercício da atividade de gestão técnica das redes de distribuição:

- gestão dos fluxos de eletricidade nas redes de distribuição, assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que estejam ligadas e com as instalações dos utilizadores da rede, no quadro da gestão técnica global do SEN (função já estabelecida no quadro legal anterior, no âmbito dos deveres dos operadores de rede de distribuição);
- cooperação com o gestor global do SEN para efeitos de participação efetiva dos utilizadores da rede nos mercados de eletricidade;
- contratação de serviços de sistema não associados à frequência, em coordenação com o gestor global do SEN;
- contratação de serviços de sistema em mercados de âmbito regional, em determinadas condições e em coordenação com o gestor global do SEN;

⁹⁴ Gestão Técnica do Sistema que, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, «integra a programação e monitorização constante do equilíbrio entre a oferta das unidades de produção e a procura global de energia elétrica, com o apoio de um controlo em tempo real de instalações e seus componentes por forma a corrigir, em tempo, os desequilíbrios, bem como a coordenação do funcionamento da rede de transporte e do SEN, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de entrega de energia elétrica ao ORD em MT e AT e a clientes ligados diretamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança e de qualidade e serviço estabelecidos na legislação e regulamentação nacionais e no quadro de referência da rede interligada da União Europeia».

- assegurar a capacidade e fiabilidade das respetivas redes de distribuição de eletricidade, contribuindo para a segurança do abastecimento (função já estabelecida no quadro legal anterior, no âmbito dos deveres dos operadores de rede de distribuição).

Assim, e de forma explícita, o novo quadro legal atribui à atividade de gestão técnica das redes de distribuição responsabilidades novas ao nível da garantia do acesso e participação ativa dos utilizadores da rede nos vários referenciais de mercado e, adicionalmente, a contratação de serviços de flexibilidade (tópico discutido em detalhe no ponto 3.10).

Por outro lado, o diploma cria um novo interveniente no setor, o gestor integrado das redes de distribuição, para efeitos do exercício da atividade de gestão técnica das redes de distribuição, com vista a «(...) garantir uma gestão técnica de todas as concessões das redes de distribuição, assegurando a eficácia e coerência de atuação, numa única entidade, assim se salvaguardando o abastecimento, que é a principal missão do SEN». Prevê-se que, enquanto a gestão técnica das redes de distribuição não for unificada no gestor integrado das redes de distribuição, a função seja desempenhada pelo operador da RND, no caso da rede de distribuição em AT e MT e pelos respetivos concessionários, no caso das redes de distribuição em BT.

A GESTÃO TÉCNICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO NO ROR

Face ao que anteriormente se referiu, importa estabelecer no ROR o quadro regulamentar aplicável à operação e à gestão técnica das redes de distribuição. A proposta apresentada pela ERSE procura, naturalmente, ater-se à respetiva habilitação legal, desde logo na dimensão das atribuições a outras peças regulamentares, em particular, o Regulamento das Redes⁹⁵.

A proposta assenta, por um lado, no estabelecimento de princípios gerais aplicáveis (por exemplo, ao nível da contratação de serviços de flexibilidade) e, por outro, de 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.

⁹⁵ Como previsto no art.º 236.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, em particular no n.º 1, que prevê que o Regulamento das Redes estabeleça «(...) as condições da sua exploração e (...) as respetivas condições de controlo e operação, incluindo o relacionamento com os utilizadores (...)».

3.12 INTEROPERABILIDADE

A ABRANGÊNCIA DO CONCEITO DE INTEROPERABILIDADE

Apesar de existirem diversas definições de interoperabilidade (em si mesmo um conceito que abrange múltiplas dimensões), no contexto do sistema elétrico a definição estabelecida pelo *Smart Grid Policy Center* é referencial:

- «*Interoperability refers to the seamless, end-to-end connectivity of hardware and software from end-use devices through the transmission and distribution system to the power source, enhancing the coordination of energy flows with real-time information and analysis*»⁹⁶.

De acordo com esta fonte, o termo pode ser utilizado num âmbito estritamente técnico/tecnológico (de engenharia de sistemas)⁹⁷ ou com um sentido mais amplo que integra aspetos de natureza relacional ou organizacional que afetam o desempenho do sistema e que devem ser considerados para assegurar uma interoperabilidade efetiva⁹⁸.

De forma muito simplificada, a interoperabilidade pode ser entendida como a capacidade de um sistema, produto ou serviço de comunicar e funcionar com outros sistemas, produtos ou serviços (tecnicamente diferentes)⁹⁹. A interoperabilidade é condição absolutamente necessária para que a rede elétrica se constitua, de facto, como “ponto de encontro” dos equipamentos e sistemas a ela ligados, o que assume especial relevância no atual contexto de transição digital do setor elétrico.

Note-se que o conceito de interoperabilidade é distinto do de compatibilidade. O *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) define «compatibilidade» como sendo «*the ability of two or more systems or components to perform their required functions while sharing the same environment*»¹⁰⁰.

⁹⁶ [https://indiasmartgrid.org/reports/GWA%20SmartGrid_PathstoInteroperability_May2011%5B1%5D%20\(1\).pdf](https://indiasmartgrid.org/reports/GWA%20SmartGrid_PathstoInteroperability_May2011%5B1%5D%20(1).pdf)

⁹⁷ Um exemplo muito atual de “interoperabilidade técnica” com a rede elétrica coloca-se no caso da ligação de sistemas *offshore* em corrente contínua:

<https://www.entsoe.eu/2021/01/25/third-entso-e-position-paper-on-offshore-development-focuses-on-interoperability/>

⁹⁸ No quadro da *European Interoperability Framework*, estabelecida no contexto dos serviços públicos europeus, interoperabilidade é definida como «*the ability of organisations to interact towards mutually beneficial goals, involving the sharing of information and knowledge between these organisations, through the business processes they support, by means of the exchange of data between their ICT systems*» (https://ec.europa.eu/isa2/eif_en/)

⁹⁹ <https://www.jipitec.eu/issues/jipitec-8-1-2017/4531/#ftn.N10095>

¹⁰⁰ http://www.mit.jyu.fi/ope/kurssit/TIES462/Materiaalit/IEEE_SoftwareEngGlossary.pdf

Neste sentido, a interoperabilidade é um conceito mais abrangente, uma vez que deve assegurar a interação entre sistemas e não apenas o correto funcionamento de cada um desses sistemas:

«As an example; a car, road network and fuel-refilling station are interoperable with each other since they deliver an outcome because they interact successfully. A car and a bicycle could be seen as compatible as they both use the same environment but do not rely on each other for operation»¹⁰¹.

PRINCIPAIS BENEFÍCIOS DA INTEROPERABILIDADE

À interoperabilidade são associáveis, desde logo, consequências económicas importantes. Sistemas altamente interoperáveis apresentam, em regra, menores custos dos equipamentos/sistemas, menores custos de transação¹⁰², maior produtividade por via da automação, mais informação e, conseqüentemente, mais rápida tomada de decisão, maior concorrência entre fornecedores de equipamentos/sistemas e mais inovação.

No caso específico do sistema elétrico, tecnologias de informação e comunicação avançadas permitem interligar o sistema, integrando os diversos intervenientes e otimizando os fluxos de energia, potenciando o desenvolvimento de uma rede mais eficiente, mais resiliente e mais fiável¹⁰³.

Por exemplo, no domínio da fiabilidade da rede, o acesso pelos operadores a mais e melhor informação impacta nas atividades de gestão e de operação, contribuindo para um fornecimento mais eficiente, quer em condições normais de exploração, quer em situação de contingência, reduzindo a necessidade de recurso a medidas mais drásticas, como o deslastre, e reduzindo também o risco de interrupções de fornecimento.

Também ao nível do planeamento e investimento na rede a interoperabilidade desempenha um papel relevante, na medida em que o recurso pelos operadores a, por exemplo, redes inteligentes ou medidas de flexibilidade, tem consequências ao nível da necessidade e dimensionamento de novos elementos de rede, mas também na gestão de ativos. A instalação de equipamento mais flexível e inteligente, assente

¹⁰¹ <https://es.catapult.org.uk/case-study/interoperability-in-the-energy-sector/>

¹⁰² «Transaction costs refer to the costs involved in market exchange. These include the costs of discovering market prices and the costs of writing and enforcing contracts.» (<https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3324>)

¹⁰³ https://gridwiseac.org/pdfs/Reliability_Benefits_of_Interoperability.pdf

em eletrónica avançada, permite redução de custos e aumento de performance (face a opções clássicas, eletromecânicas) e essa instalação vê-se facilitada pela adoção de critérios de interoperabilidade.

Naturalmente, o impacto da interoperabilidade é tanto maior quanto mais efetiva for a interação entre os diversos intervenientes, ao nível dos fluxos de informação e do recurso à automação, designadamente no que respeita aos consumidores finais. Com efeito, a interoperabilidade possibilita a adoção de comportamentos em benefício da operação do mercado e do sistema, por exemplo como reação a preços (através de redução de consumo em períodos de preço mais elevado) ou a condições de rede (através de redução de consumo em períodos de maior contingência), mitigando também riscos de atividades conexas, como a comercialização ou a agregação.

A interoperabilidade é também importante para uma maior integração de recursos renováveis, de produção distribuída ou de soluções de armazenamento, incluindo veículos elétricos.

A INTEROPERABILIDADE NA DIRETIVA (UE) 2019/944

A Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, estabelece obrigações de interoperabilidade em vários domínios.

Por um lado, ao nível dos contadores inteligentes, 1) definindo interoperabilidade como sendo a «capacidade de interação de duas ou mais redes de energia ou de comunicações, sistemas, dispositivos, aplicações ou componentes, para trocar e utilizar informação, de modo que execute as funções necessárias», 2) cometendo aos Estados-Membros a garantia de interoperabilidade dos sistemas de contadores inteligentes.

Por outro lado, ao nível do acesso aos dados¹⁰⁴, 1) prevê que os Estados-Membros facilitem a plena interoperabilidade dos serviços de energia, 2) estabelece a adoção pela Comissão de requisitos de interoperabilidade e procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso aos dados¹⁰⁵, e 3) determina o dever dos Estados-Membros garantirem que os operadores aplicam esses requisitos e procedimentos.

¹⁰⁴ Aqui se incluindo dados de consumo, bem como os necessários à mudança de comercializador, à resposta da procura e a outros serviços.

¹⁰⁵ Processo já em curso, antevendo-se para breve a respetiva publicação.

Finalmente, ao nível das responsabilidades dos operadores das redes de transporte, prevê-se «Facultar ao operador de outras redes com a qual a sua esteja interligada informações suficientes para garantir o funcionamento seguro e eficiente, o desenvolvimento coordenado e a interoperabilidade da rede interligada».

A INTEROPERABILIDADE NO DECRETO-LEI N.º 15/2022, DE 14 DE JANEIRO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, em linha com o estabelecido na Diretiva (UE) 2019/944, prevê diversas obrigações no âmbito da interoperabilidade.

Desde logo, o diploma inscreve o dever, aplicável a todos os intervenientes do SEN, de dispor de sistemas (de gestão e troca de dados) seguros e interoperáveis entre si. Relativamente ao acesso aos dados por parte dos consumidores, bem como aos necessários para mudança de comercializador, participação da procura em mercados e outros serviços, determina-se que o mesmo se concretiza através de mecanismos fáceis, transparentes, não discriminatórios e interoperáveis.

Ademais, e no contexto da atividade de autoconsumo, o diploma determina que os «sistemas específicos de gestão dinâmica» devem assegurar a interoperabilidade com os sistemas do respetivo operador da rede, para efeitos de partilha de energia e contagem.

Por outro lado, no que respeita à Gestão Global do SEN, elenca a obrigação de assegurar a interoperabilidade da RNT com as redes a que esteja ligada e, do mesmo modo, no caso da Gestão Técnica das redes de distribuição, de assegurar a interoperabilidade das redes de distribuição com as redes a que estejam ligadas e com as instalações dos utilizadores da rede.

Por último, no âmbito das atribuições do ROR, o diploma inclui a necessidade de assegurar a interoperabilidade entre as redes.

PROPOSTA DE INTEROPERABILIDADE NO ROR

O princípio da interoperabilidade aplicável ao sistema elétrico reflete-se, como decorre da própria legislação, a vários níveis, da dimensão dos dados aos sistemas dos utilizadores das redes, passando pela gestão do próprio sistema elétrico.

No que se refere ao acesso aos dados, os desenvolvimentos legislativos que se antecipam, a cargo da Comissão Europeia, terão certamente, no futuro, reflexo importante no edifício regulamentar (desde logo, ao nível dos mecanismos de adoção e verificação de aplicação).

Já no que respeita às obrigações aplicáveis aos utilizadores das redes, o legislador optou por inscrevê-las no âmbito do Regulamento das Redes, da responsabilidade da Direção-Geral de Energia e Geologia. Em concreto, o n.º 6 do art.º 236.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê que «O Regulamento das Redes estabelece, ainda, os requisitos técnicos e operacionais exigidos aos utilizadores das redes, nomeadamente as condições para o estabelecimento dos canais de comunicação com a gestão global do SEN e os requisitos técnicos e operacionais dos equipamentos de monitorização, registo e controlo necessários para a correta exploração do SEN».

Por outro lado, no respeitante ao estabelecido na Diretiva (UE) 2019/944 relativamente à garantia de interoperabilidade dos sistemas inteligentes, entende-se estar ao abrigo do disposto no n.º 3 do art.º 119.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que prevê que «as infraestruturas das redes inteligentes são aprovadas por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, com prévia audição da ERSE e dos operadores da RESP, a qual prevê, nomeadamente, as funcionalidades dos contadores inteligentes».

Deste modo, ao nível do ROR, a proposta da ERSE prevê:

- 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. A proposta inscreve este princípio 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;
- também no quadro da gestão flexível das redes, a adoção do princípio da interoperabilidade aplicado aos serviços prestados à gestão dos sistemas, em concreto no respeitante aos serviços de sistema e aos serviços de flexibilidade, como forma de, na ótica dos respetivos prestadores, nivelar as condições dessa prestação¹⁰⁶.

¹⁰⁶ Cabe referência à interpretação, vertida na proposta regulamentar, dos serviços de flexibilidade se constituírem como um subconjunto dos serviços de sistema (serviços de flexibilidade = serviços de sistema não associados à frequência + gestão de

3.13 COOPERAÇÃO ENTRE OPERADORES

As profundas alterações pelas quais o sistema elétrico passa, descritas de forma detalhada, por exemplo, nos pontos relativos à flexibilidade ou à gestão técnica das redes de distribuição, convocam os operadores (das redes e de sistema) para uma cada vez maior necessidade de cooperação entre si.

A legislação europeia, incluindo os códigos de rede europeus¹⁰⁷, estabelecem um quadro inicial que admite diferentes modelos de coordenação entre operadores e que enfatiza a necessidade de interação ao nível da troca de dados, de procedimentos operacionais e de desenho de mercado¹⁰⁸.

Com efeito, o Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade prevê, no seu art.º 57.º («Cooperação entre os operadores de redes de distribuição e os operadores de redes de transporte»), que:

- os operadores de redes de distribuição e os operadores de redes de transporte devem cooperar entre si no planeamento e exploração das suas redes. Em especial, devem trocar todas as informações e os dados necessários sobre o desempenho dos ativos de produção e a resposta da procura, o funcionamento quotidiano das suas redes e o planeamento a longo prazo de investimentos na rede, a fim de garantir o desenvolvimento eficiente em termos de custos e a exploração e o funcionamento seguro e fiável da rede;
- os operadores de redes de distribuição e os operadores de redes de transporte devem cooperar entre si no sentido de alcançar um acesso coordenado aos recursos, como a produção distribuída, o armazenamento de energia e a resposta da procura.

Também o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece várias obrigações de atuação articulada entre operadores (quer de rede, quer de sistema), ao nível, por exemplo, da gestão dos fluxos de eletricidade, da interoperabilidade, da promoção da participação dos utilizadores das redes nos mercados, da contratação de serviços de sistema e de flexibilidade, da monitorização de indisponibilidades de centros

congestionamentos). Assim, e salvaguardando o disposto no quadro de regras europeu, que se constitui como condição de partida para a atuação a nível nacional, essa garantia de interoperabilidade afigura-se, não apenas desejável, como exequível.

¹⁰⁷ <https://www.erse.pt/eletricidade/operacao-das-redes/codigos-de-rede-europeus/>

¹⁰⁸ O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece como um dos cinco principais eixos em que se estrutura, a participação ativa dos consumidores nos mercados e determina a cooperação entre a gestão global do SEN e a gestão técnica das redes de distribuição para efeitos de efetivação dessa participação.

electroprodutores, dos sistemas de comunicação para controlo e supervisão da operação, do planeamento e da capacidade a longo prazo da RNT e da RND ou da realização de manobras.

O CONTEXTO NACIONAL DA OPERAÇÃO E GESTÃO DAS REDES ELÉTRICAS

Evidentemente, a abordagem à questão da cooperação entre operadores não é dissociável da organização do setor elétrico, no presente e no futuro.

Quanto ao presente, quer nas regiões autónomas, quer em Portugal continental, a atividade de operação das redes, tal como a de operação do sistema, é desempenhada por um conjunto limitado de operadores. Com efeito, ao nível das regiões autónomas, existe um único operador por região, que opera de forma conjunta as redes de transporte e de distribuição. Não se colocam, portanto, nestes sistemas, questões relacionadas com multiplicidade de operadores.

Já no caso de Portugal continental, existe um único operador de rede de transporte e, ao nível da rede de distribuição, apesar de existirem onze operadores de rede, cerca de 99,5% das instalações encontram-se ligadas às redes de distribuição operadas por um operador (em concreto, a E-Redes).

Deste modo, a discussão atual em torno da cooperação entre operadores, à luz do que atrás se referiu, deve centrar-se, fundamentalmente, na fronteira entre a rede de transporte e a rede de distribuição em Portugal continental, merecendo também breve análise a dimensão das redes de distribuição fechadas.

Note-se que esta situação, em Portugal continental, pode, contudo, vir a modificar-se, em função de dois desenvolvimentos anunciados. Por um lado, 1) a atribuição das concessões municipais de distribuição em BT e, por outro, 2) a concessão da atividade de gestão técnica das redes de distribuição (atividade que, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, será unificada no gestor integrado das redes de distribuição).

Se, no caso das concessões municipais de distribuição em BT, parece razoável antecipar que uma eventual maior dispersão da atividade de operação das redes deverá determinar uma igualmente maior necessidade de cooperação entre os respetivos operadores (para efeitos de atividade de operação das redes), já o desempenho individualizado da atividade de gestão das redes de distribuição (em AT, MT e BT) deverá contribuir para simplificar essa mesma cooperação (para efeitos de atividade de gestão/operação do sistema).

ATIVIDADES QUE REQUEREM MAIOR COOPERAÇÃO ENTRE OPERADORES

Nos termos do Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, mas também do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, são três as atividades a merecer particular atenção no âmbito do reforço da cooperação entre operadores (de transporte e distribuição)¹⁰⁹, a saber: planeamento, exploração da rede e gestão do sistema (neste último caso, o foco está no acesso coordenado aos recursos distribuídos).

No que respeita à atividade de planeamento das redes, e sem prejuízo de não ser matéria coberta pelo ROR, valerá a pena referir a necessidade de abordagens integradas de planeamento que reflitam a crescente interdependência entre a rede de transporte e a rede de distribuição, particularmente a RND.

O potencial dos recursos ligados e a ligar à rede de distribuição para, por exemplo, prestar serviços de sistema, deve ser incorporado na etapa de planeamento, tendo em vista a maximização do benefício global face às necessidades identificadas.

Como é natural, uma abordagem mais integrada ao planeamento das redes requer partilha mais regular de informação entre os respetivos operadores, mas também entre estes e os diversos intervenientes, particularmente os (atuais e futuros) utilizadores das redes, cujo envolvimento, enquadrado numa visão de conjunto da atividade de planeamento, é da maior importância.

A necessidade de coordenação no âmbito da atividade de planeamento da RNT e da RND, mas também no plano mais abrangente da integração intersetorial, encontra-se expressamente prevista no (n.º 3 do art.º 123.º do) Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro: «O planeamento da RNT e da RND é efetuado de forma coordenada, maximizando a eficiência dos investimentos face a opções alternativas, e assegurando a coerência entre os respetivos investimentos, designadamente no que diz respeito às ligações entre as redes, e assegura o planeamento integrado entre as redes de eletricidade e de gás».

Por seu lado, no tocante à atividade de exploração das redes, a avaliação de adaptação regulamentar deve ser feita no quadro do Regulamento das Redes (como estabelecido no art.º 236.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, em particular nos termos do seu n.º 1).

¹⁰⁹ Note-se que a necessidade de reforço da cooperação entre operadores é motivada, fundamentalmente, pelas alterações registadas ao nível da distribuição, no que respeita, quer aos recursos ligados a estas redes, quer à digitalização do sistema de distribuição.

Com efeito, o relacionamento operacional entre ORT e ORD (da RND) rege-se, à data, em larga medida, pelo disposto no Capítulo 8 do Regulamento da Rede de Transporte e no Capítulo 12 do Regulamento da Rede de Distribuição, ambos aprovados pela Portaria n.º 596/20102, de 30 de julho.

Aí se estabelecem as figuras do «contrato de ligação entre a RNT e a RND» e dos «protocolos de operação e condução», cobrindo, no primeiro caso, as relações entre os operadores no âmbito da entrega e da receção de energia elétrica, do planeamento e da exploração das redes e, no segundo caso, e com o objetivo de assegurar a coordenação da exploração das instalações sob a sua responsabilidade, a caracterização dos pontos de ligação entre a RNT e a RND, incluindo informações sobre proteções, telecomunicações e sinais trocados entre os respetivos operadores, as regras para a execução de manobras, incluindo reposição em serviço após incidente, e as regras para a programação de trabalhos.

No âmbito da atividade de operação, cabe ainda referência às redes de distribuição fechadas. Face ao quadro legislativo anterior, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, aliás em linha com o estabelecido na Diretiva (UE) 2019/944, densifica a atividade de operação de rede de distribuição fechada e aproxima-a, desde logo em termos dos deveres gerais¹¹⁰, da atividade de operação das demais redes de distribuição.

No que respeita às redes de distribuição fechadas, particularmente à sua operação e necessidade de coordenação com o respetivo operador da RESP, o diploma atribui ao operador da rede de distribuição fechada o dever de «estabelecer com o operador da RESP à qual se liga um protocolo de ligação que contenha os vários procedimentos operacionais, designadamente os procedimentos a adotar em caso de incidente, a coordenação de manobras, os contactos do operador da RDF e da RESP, a informação em tempo real a trocar entre as partes, a participação da RDF no plano nacional frequenciométrico, a reposição em caso de interrupção total do fornecimento de eletricidade e outras consideradas relevantes pelo operador da RESP, cuja minuta é aprovada pela DGEG».

Será, portanto, no âmbito deste protocolo que deverão ser acauteladas as questões de natureza operacional e refletida a necessidade de coordenação entre os operadores envolvidos.

Finalmente, e no que mais releva para a proposta de reformulação do ROR, importa analisar a atividade de gestão do sistema de transporte e de distribuição, dando particular atenção, como decorre da legislação europeia, ao acesso coordenado (dos operadores) aos recursos distribuídos (nomeadamente, para efeitos de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade).

¹¹⁰ Nos termos concretos do n.º 1 do art.º 121.º.

Como ponto de partida, e tendo presente que a larga maioria dos recursos, incluindo os de produção, se encontra ligada à rede de distribuição (situação que tenderá a acentuar-se ainda mais no futuro), um dos principais desafios da Gestão Global do Sistema reside na segurança do abastecimento, para a qual relevam sobremaneira os serviços de sistema. Esta transferência de recursos da rede de transporte para a de distribuição induz a necessidade de adaptação dos atuais procedimentos utilizados de modo a permitir a prestação destes serviços (desde logo, do serviço de balanço) por estes recursos ao Gestor Global.

Por outro lado, sendo certo que a Gestão Global do Sistema tem a principal responsabilidade ao nível, por exemplo, do controlo de frequência ou dos planos de reposição de serviço, a Gestão Técnica das redes de distribuição, cada vez mais, deverá assegurar, nomeadamente através de contratação de serviços de flexibilidade, a gestão de congestionamentos e o controlo de tensão nas redes de distribuição. Ora, os recursos utilizados para dar cumprimento a estas atribuições são, em boa parte, os mesmos, muito importando assegurar a atuação coordenada entre operadores, não só 1) hierarquizando necessidades (o valor de um dado serviço é distinto consoante o referencial seja o da função de utilidade da Gestão Global do Sistema ou o da Gestão Técnica das redes de distribuição), como também 2) clarificando o seu quadro de atuação (para, desde logo, evitar que as ações efetuadas por um operador conflituem com as ações efetuadas por outro operador, traduzindo-se em ineficiência económica e podendo colocar em causa a segurança do sistema elétrico).

Outro aspeto da maior importância, e no qual os operadores devem trabalhar conjuntamente, refere-se à melhoria da observabilidade da rede, incluindo a qualidade e a transparência dos dados da rede. A este respeito, importa mencionar o disposto no Regulamento (UE) 2017/1485, de 2 de agosto (SO GL), quer 1) quanto à definição de «zona de observabilidade» como sendo «a rede de transporte de um ORT e as partes relevantes de redes de distribuição (...) nas quais o ORT em causa põe em prática modelos e monitorização em tempo real para manter a segurança operacional na sua zona de controlo (...)», quer 2) quanto aos princípios e ao detalhe da troca de dados (estruturais e em tempo real) entre ORD e ORT (nos termos dos art.s 43.º e 44.º deste regulamento).

A melhoria da observabilidade da rede não apenas contribui para a segurança do abastecimento, como reduz a incerteza associada à previsão do consumo e, por inerência, o recurso a mecanismos de balanço, traduzindo-se em menores custos para o sistema.

PROPOSTA

A necessidade de reforço da cooperação entre operadores de sistema de transporte e de distribuição, como justificada anteriormente, tem reflexo no articulado do ROR, quer sob a forma de dever geral aplicável às entidades que desempenham essas atividades, quer sob a forma detalhada, que se propõe concretizar através de um acordo de cooperação que contemple os princípios atuantes e as responsabilidades dessas entidades ao nível, designadamente, de 1) modelos de rede, observabilidade e controlo, 2) gestão e troca de informação, 3) gestão e acesso coordenado aos recursos ligados às redes de distribuição, nomeadamente para efeitos de contratação e prestação de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade e 4) mecanismos coordenados de previsão e gestão de congestionamentos na RNT e na RND.

3.14 INDICADORES DE DESEMPENHO DAS REDES

De acordo com o novo paradigma das redes de distribuição inteligente, estas já estarão dotadas de novos equipamentos de medição inteligente que irão permitir aos operadores das redes tirar partido da informação que estes equipamentos disponibilizam em tempo real.

A infraestrutura das redes inteligentes promove o controlo e a observabilidade 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 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 art. 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.

3.15 CIBERSEGURANÇA

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que os operadores da RNT e da RND devem desenvolver sistemas de gestão de dados e assegurar medidas de proteção de dados, designadamente em matéria de cibersegurança. Esta função, vertida no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, resulta do facto de as redes elétricas serem indiscutivelmente uma das infraestruturas mais complexas e críticas de uma sociedade digital moderna, servindo de espinha dorsal para o normal funcionamento de diversos setores.

A par dessa realidade, destaca-se a aceleração da digitalização das infraestruturas energéticas que trouxe muitos benefícios económicos, entre os quais uma maior eficiência na racionalização do consumo de energia. No entanto, a digitalização das infraestruturas energéticas aumentou o risco de ataques cibernéticos, onde *softwares* maliciosos são capazes de tirar proveito da crescente digitalização dos equipamentos de energia. Os ataques cibernéticos dirigidos a infraestruturas críticas representam uma ameaça real e crescente, pelo que, ao longo dos últimos anos, a União Europeia e os seus Estados-Membros têm gradualmente implementado uma série de medidas para melhorar a resiliência das infraestruturas energéticas e a capacidade de resposta a incidentes no domínio da cibersegurança.

A nível europeu, um dos principais atos legislativos preparados neste domínio foi a Diretiva (UE) 2016/1148, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de julho de 2016, relativa a medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de segurança das redes e dos sistemas de informação em toda a União Europeia (SRI). A Diretiva SRI e o Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD¹¹¹) estabelecem uma base legislativa transversal a todos os setores, incluindo o setor da energia. As obrigações específicas resultantes da Diretiva SRI são:

- responder a um conjunto de requisitos em matéria de cibersegurança para o setor da energia e permitir a criação de uma equipa de Resposta a Incidentes de Segurança Informática (CSIRT) ao nível dos Estados-Membros;
- identificar os operadores de serviços essenciais (OSE), onde se incluem os operadores das redes elétricas, para implementarem medidas de segurança;
- obrigação dos OSE notificarem os incidentes à respetiva Entidade Nacional Competente.

¹¹¹ Regulamento (UE) 2016/679

Em Portugal, a Lei n.º 46/2018, de 13 de agosto, aprovou o regime jurídico da segurança do ciberespaço, transpondo para o ordenamento jurídico nacional a Diretiva SRI. A Lei n.º 46/2018, de 13 de agosto, atribuiu ao Centro Nacional de Cibersegurança a competência de Autoridade Nacional de Cibersegurança e ao CERT.PT a de ponto de contacto único internacional para reação a ciberincidentes. Ainda no âmbito da Lei n.º 46/2018, de 13 de agosto, a ERSE, juntamente com a Direção-Geral de Energia e Geologia, coopera com o Centro Nacional de Cibersegurança para identificar os OSE do setor da energia.

Para além da Diretiva SRI, em setembro de 2017, a Comissão Europeia apresentou o Pacote de Cibersegurança¹¹² que estabelece a Lei da Cibersegurança, que normaliza a certificação de produtos de cibersegurança a nível da União Europeia e no setor da energia. Na sequência, foi aprovado o Regulamento (UE) 2019/881 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, relativo à ENISA (Agência da União Europeia para a Cibersegurança) e à certificação da cibersegurança das tecnologias da informação.

O Pacote Energia Limpa para todos os Europeus¹¹³, adotado em 2019, veio ajudar a transformar os sistemas energéticos da Europa, mantendo também um elevado nível de segurança, nomeadamente em termos de reforço da cibersegurança da transformação digital no setor da energia.

O Regulamento relativo à preparação para riscos¹¹⁴ no setor elétrico, aprovado pelo Regulamento EU 2019/941, estabelece que os países da União Europeia devem incluir medidas sobre cibersegurança nos seus planos nacionais de avaliação de riscos, enquanto o Regulamento relativo ao mercado interno da eletricidade¹¹⁵, aprovado pelo Regulamento EU 2019/943, prevê que a Comissão Europeia elabore um código de rede sobre cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade. A ACER participou no processo de desenvolvimento do código de rede sobre cibersegurança, tendo aprovado as *framework guidelines* do código de rede em julho de 2021, após uma consulta pública. A ENTSO-E e a EU DSO Entity prepararam uma proposta de código de rede, tendo a ACER feito modificações e submetido a proposta¹¹⁶ à Comissão, em julho de 2022.

Uma vez aprovado, o código de rede sobre cibersegurança aplica-se aos aspetos de cibersegurança no âmbito dos fluxos nas interligações e às entidades cuja atividade tem impacto direto sobre os fluxos

¹¹² Pacote de Cibersegurança: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017JC0450&from=EN>

¹¹³ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

¹¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0941&from=EN>

¹¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>

¹¹⁶ <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/recommendations>

transfronteiriços, devendo estas assegurar a proteção das suas infraestruturas, baseando-se em normas de gestão do risco de segurança (por exemplo, ISO/IEC 27001). Os operadores das redes elétricas estão também sujeitos à necessidade de notificação de incidentes resultantes de ataques cibernéticos, bem como a respeitar padrões mínimos que visam mitigar riscos, juntamente com outras obrigações refletindo a criticidade dos serviços prestados.

No âmbito da revisão do ROR, a ERSE propõe incluir uma nova disposição regulamentar que estabelece que, no caso de um ataque cibernético a um operador de rede, ou agente de mercado, logo que uma destas entidades atacadas possa concluir que existe ou possa vir a existir impacto relevante ou substancial, esta compromete-se a informar as outras entidades o mais rapidamente possível, após ter tomado conhecimento do ataque cibernético. Para informar o operador da rede, o agente de mercado deve utilizar canais de comunicação criados para o efeito para a receção das notificações do ataque cibernético.

3.16 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 Açores¹¹⁷ (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**¹¹⁸.

¹¹⁷ Vd. o Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A, de 1 de agosto, para a RAA.

¹¹⁸ Em concreto, a EDA – Empresa de Eletricidade dos Açores.

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 Madeira¹¹⁹, 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)¹²⁰.

O Sistema Elétrico da RAM (SEM) inclui ainda atividades em regime de livre acesso, nomeadamente a produção¹²¹ (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 Autónomas¹²², 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

¹¹⁹ Vd. o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, para a RAM.

¹²⁰ Em concreto, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM).

¹²¹ A produção em regime especial está limitada às fontes renováveis ou endógenas (art. 46.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M).

¹²² Vd. o art. 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.

contratação dos serviços de sistema através de mecanismos de mercado e plataformas e 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 público¹²³, com exceção da produção para autoconsumo.

A gestão técnica global do sistema integra¹²⁴, nomeadamente e numa versão adaptada, as seguintes funções:

- 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

¹²³ 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).

¹²⁴ 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.

dos Açores e da Região Autónoma da Madeira¹²⁵, 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.

¹²⁵ O MPAOSEPM é reconhecido na recente legislação regional.

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

www.erse.pt

