

# CONSULTA PÚBLICA 120

## RELATÓRIO

Indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica

SETOR ELÉTRICO





## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS.....</b>	<b>3</b>
2.1	Comentários gerais.....	3
2.1.1	Prazo aplicável ao primeiro reporte .....	3
2.1.2	Clareza dos conceitos e dos indicadores .....	4
2.1.3	Governança do modelo .....	5
2.1.4	Outros indicadores .....	6
2.1.5	Desenvolvimento das redes inteligentes na Região Autónoma dos Açores .....	7
2.2	Comentários específicos.....	8
2.2.1	Planeamento da rede .....	8
2.2.2	Observabilidade e controlabilidade .....	12
2.2.3	Gestão de ativos e perdas nas redes .....	15
2.2.4	Qualidade de serviço .....	18
2.2.5	Contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade.....	19
2.2.6	Coordenação entre operadores de rede .....	23
2.2.7	Novos atores do sistema elétrico .....	25
2.2.8	Prestação de informação aos utilizadores da rede.....	32
2.2.9	Cibersegurança.....	36
2.2.10	Económica .....	40
2.3	Síntese dos indicadores aprovados .....	44



## 1 ENQUADRAMENTO

O art.º 249.º do [Decreto-Lei n.º 15/2022](#), de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), e o art.º 10.º do Regulamento de Operação das Redes ([ROR](#)), aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, constituem o quadro legal e regulamentar vigente que estabelece a obrigação de aprovação pela ERSE de uma bateria de indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, baseada em propostas fundamentadas dos operadores das redes de transporte e de distribuição.

Tendo em vista a sua concretização, a ERSE submeteu a consulta pública <sup>1</sup> uma [proposta](#) de indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, acompanhada do respetivo [documento justificativo](#).

A proposta da ERSE identificou dez dimensões de desempenho das redes inteligentes, definindo indicadores para cada dimensão, num total de 49 indicadores.

- |   |   |
|---|---|
| <b>A</b> Planeamento da rede                    | <b>F</b> Coordenação entre operadores             |
| <b>B</b> Observabilidade e controlabilidade     | <b>G</b> Novos atores do sistema elétrico         |
| <b>C</b> Gestão de ativos e perdas              | <b>H</b> Prestação de informação aos utilizadores |
| <b>D</b> Qualidade de serviço                   | <b>I</b> Cibersegurança                           |
| <b>E</b> Serviços de sistema e de flexibilidade | <b>J</b> Eficiência económica                     |

A consulta pública decorreu entre os dias 5 de abril e 22 de maio de 2024. Foi dado conhecimento da consulta ao Conselho Consultivo da ERSE, à Direção-Geral de Energia e Geologia e ao Governo.

Embora o dever de reporte dos indicadores seja dos operadores de rede, a ERSE entende que o alinhamento das redes elétricas com a transição energética é um objetivo comum a todos os interessados do setor, cujo envolvimento na discussão dos objetivos subjacentes ao desenvolvimento e à avaliação de desempenho das redes inteligentes é da maior relevância. E, de facto, a participação na consulta, ainda

---

<sup>1</sup> Consulta Pública n.º 120 - Proposta de indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica.

que dominada pelos operadores de rede, veio reforçar este entendimento, na medida em que, para além do Parecer do Conselho Consultivo da ERSE (CC), foram recebidos contributos das seguintes entidades:

- Coopérnico;
- DECO;
- E-REDES;
- EDA;
- EDP;
- EDP Comercial;
- Iberdrola;
- REN;
- SU Eletricidade.

Os contributos recebidos e não assinalados como confidenciais são publicados pela ERSE na sua página de internet.

Estes contributos foram ponderados na decisão final da ERSE, que se apresenta de forma justificada neste relatório da consulta pública n.º 120. Para além do enquadramento, o relatório tem uma secção dedicada aos comentários gerais recebidos e uma outra aos comentários específicos, esta última organizada de acordo com as dimensões propostas. Por último, e a título de sistematização, é apresentada a listagem final dos indicadores aprovados. A lista de indicadores é aprovada e publicada por diretiva da ERSE, sendo o presente relatório parte integrante da decisão.

## 2 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

### 2.1 COMENTÁRIOS GERAIS

#### 2.1.1 PRAZO APLICÁVEL AO PRIMEIRO REPORTE

No artigo 2.º da proposta de Diretiva, a ERSE propôs, no n.º 4, que “o primeiro reporte de indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica no âmbito da presente Diretiva [fosse] efetuado até 30 de junho de 2024, com referência a 31 de dezembro de 2023”.

A ERSE recebeu comentários do CC e de seis empresas, maioritariamente no sentido de que o prazo para a realização do primeiro reporte de indicadores se revelava curto, propondo prazo mais alargado para a necessária adaptação de processos e sistemas (de complexidade técnica) às novas exigências de reporte. Foi proposto pelo CC e pela REN que o primeiro reporte fosse referente ao ano de 2023 e que o prazo para a sua realização fosse não inferior a 180 dias após a publicação da Diretiva da ERSE. Foi, também, sugerido que o primeiro reporte tivesse por referência o ano de 2024 e fosse apresentado até 15 de maio de 2025 (EDP e EDP Comercial). A E-REDES propôs que o primeiro reporte considerasse os anos de 2023 e 2024 e tivesse como data limite 15 de maio de 2025 ou que, se tal não fosse acomodado, que se garantisse um prazo não inferior a seis meses após a entrada em vigor da Diretiva da ERSE. Por fim, a EDA propôs o adiamento do prazo para 31 de dezembro de 2024 ou para 15 de maio seguinte, de acordo com o artigo 10.º do ROR.

Apenas um interessado se manifestou no sentido de uma “rápida implementação dos indicadores por forma a que o processo de digitalização da rede elétrica, essencial para a transição energética, decorra de uma forma expedita” (Coopérnico).

Face aos comentários apresentados, na grande maioria no sentido de se revelar necessário um período mais alargado para a realização das adaptações necessárias às novas obrigações de reporte, a ERSE ponderou a revisão do prazo estabelecido para o primeiro reporte de indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, que se revelaria curto, para mais considerando o momento do encerramento da presente Consulta Pública. Embora algumas obrigações de reporte já se encontrem a ser cumpridas pelos operadores e outras se revelem de concretização simples e não demorada, identificam-se, no entanto, outros indicadores cujo reporte se pode revelar mais complexo, face à informação a recolher e a tratar, exigindo mais tempo para a implementação de processos e sistemas e para a sua análise.

Por essa razão, e apesar de ter ponderado uma implementação faseada em função do tipo de indicador, a ERSE considera que todos os intervenientes beneficiarão de um reporte detalhado e com evidência prática relevante relativamente a todos os novos indicadores, o que apenas é possível com a previsão de um prazo único e mais alargado para o cumprimento das obrigações de reporte previstas na presente regulamentação.

Tendo em consideração que o artigo 10.º do ROR prevê que “os operadores das redes de transporte e de distribuição enviam à ERSE, anualmente, até 15 de maio, os indicadores de desempenho sobre o funcionamento das redes de transporte e distribuição, segundo a lista de indicadores e nos formatos estabelecidos pela ERSE”, esta Entidade Reguladora optou por fixar a mesma data para a realização do primeiro reporte de indicadores. Este reporte terá por referência os anos de 2023 e 2024. Assim, o articulado foi alterado em conformidade.

### 2.1.2 CLAREZA DOS CONCEITOS E DOS INDICADORES

Foram recebidos alguns contributos sublinhando a importância de assegurar a clareza e a objetividade dos conceitos e das definições dos indicadores de desempenho, orientando a definição de indicadores para a análise de desempenho e performance (sempre que possível através de indicadores ponderados, e não com base em valores absolutos), e garantindo consistência e rigor na sua construção, de modo a que o cálculo e o reporte a realizar pelos operadores de rede sejam, efetivamente, comparáveis. Foi este o caso do CC, mas também da DECO, da EDP, da EDP Comercial e da Iberdrola.

A ERSE concorda, naturalmente, com este conjunto de comentários, porquanto, e sem prejuízo deste ser um primeiro exercício de aprovação de indicadores desta natureza, importa que os mesmos captem as dimensões mais relevantes para o exercício, sem perderem de vista a simplicidade e a utilidade, assegurando uniformização do entendimento (e do respetivo reporte) por parte dos vários operadores de rede.

Assim, todos os comentários recebidos relativos a sugestões concretas de clarificação dos indicadores propostos foram devidamente ponderados. Por outro lado, sempre que considerado adequado, foi procurada uma adoção mais ampla de indicadores de base relativa <sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Será expectável também a adoção de indicadores de output, de forma gradual, e como preconizado pelo CEER e pela ACER no [paper conjunto](#) recentemente publicado, intitulado “*Electricity transmission and distribution “smart-grid” performance indicators*”.

Acresce que, 1) tratando-se de uma bateria de indicadores de dimensão considerável, 2) propostos, discutidos e aprovados pela primeira vez, 3) que incidem, nalguns casos, em matérias/dimensões na vanguarda do desenvolvimento do setor elétrico, e 4) a reportar pelos diversos operadores de rede de Portugal continental e das regiões autónomas, a ERSE entende útil o estabelecimento, em trabalho conjunto com os operadores, de um modelo (*template*) para o reporte dos indicadores<sup>3</sup>, complementado por um manual de auxílio ao seu preenchimento, com todos os detalhes necessários para asseverar o cálculo e reporte uniformizados. O articulado passou a prever explicitamente a possibilidade de a ERSE emitir orientações e esclarecimentos sobre o cálculo dos indicadores, com vista a promover essa uniformização.

A ERSE iniciará esse trabalho após a publicação dos indicadores e, a seu tempo, envolverá todos os operadores de rede, tendo em vista a sua adoção.

Importa ainda referir os comentários que identificam diversos indicadores como não estando na esfera de influência direta do operador de rede, como a capacidade instalada em instalações de armazenamento ou o n.º de veículos elétricos, os quais não devem constituir uma base de análise do desempenho do operador. A ERSE reconhece que o conjunto de indicadores aprovados inclui alguns em que a influência do operador é apenas indireta, se alguma. No entanto, a sua inclusão foi considerada relevante para fornecer o contexto de atuação do operador e da rede inteligente. Em nenhum caso, o desempenho do operador deve ser avaliado por observação direta da evolução do indicador, sem outras considerações.

### 2.1.3 GOVERNANÇA DO MODELO

Reconhecendo o presente exercício de estabelecimento de indicadores de desempenho como um ponto de partida, desde logo atendendo à dinâmica que se regista em termos de transição energética e de redes inteligentes, alguns participantes na consulta apresentaram comentários relativos ao modelo de governança a adotar neste âmbito.

A Coopérnico defende que os indicadores deverão ter um carácter adaptativo, sendo sujeitos a revisão com periodicidade proposta de dois anos, precedida de avaliação intermédia.

---

<sup>3</sup> Em linha com o disposto no n.º 1 do art.º 10.º do ROR, «(...) segundo a lista de indicadores e nos formatos estabelecidos pela ERSE», e com o n.º 2 do art.º 2.º do projeto de diretiva submetido a consulta, «Os operadores de rede devem reportar à ERSE os indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica em formato eletrónico (...)».

Por seu lado, a E-REDES considera importante prever a possibilidade de revisão dos indicadores de desempenho, por iniciativa da ERSE ou dos operadores de rede, em função dos desenvolvimentos que se vierem a verificar.

A ERSE acompanha estes contributos, defendendo uma abordagem flexível e participada, que possa beneficiar do envolvimento de todos os interessados na matéria, num quadro evolutivo e gradual próprio da fase de aprendizagem em curso.

A mecânica estabelecida no ROR prevê um reporte anual dos indicadores por parte dos operadores de rede. Por seu lado, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a obrigação da ERSE elaborar e publicar um relatório bianual de monitorização, acompanhado de recomendações. Um e outro momento serão, necessariamente, utilizados pela ERSE para uma avaliação crítica dos indicadores adotados.

Adicionalmente, e em particular no contexto da análise realizada ao relatório de monitorização que, nos termos da lei, será tornado público, a ERSE agradece todos os contributos, sugestões de melhoria e correções que lhe sejam remetidos. Em resultado dessa avaliação participada, e sempre que a ERSE considere necessário ou na sequência de proposta da iniciativa dos operadores de rede, a bateria de indicadores poderá ser objeto de revisão que, em qualquer caso, se concretizará sempre através de um procedimento de consulta.

O princípio de que os indicadores podem ser objeto de revisão mediante proposta dos operadores de rede foi concretizado no articulado.

#### 2.1.4 OUTROS INDICADORES

O CC, a Coopérnico e a Iberdrola sugeriram a introdução de indicadores relativos à contratação de tarifas dinâmicas por parte dos clientes.

Esta sugestão é interpretada pela ERSE como relativa à contratação a preços dinâmicos com os comercializadores, uma vez que, no que respeita à tarifa de Acesso às Redes, as opções tarifárias ao dispor dos clientes (simples, bi, tri e tetra-horárias) não incluem tarifas dinâmicas.

Assim sendo, importa recordar que o conjunto de indicadores que agora se aprova deve ser reportado pelos operadores de rede, nos termos da habilitação legal e regulamentar. Ora, os operadores de rede desconhecem a realidade contratual no âmbito do relacionamento comercial entre clientes e

comercializadores, não tendo em sua posse a informação necessária para reportar indicadores como os sugeridos.

Em todo o caso, e tal como se referiu no documento justificativo da consulta, para efeitos de elaboração do relatório periódico que se seguirá à aprovação dos indicadores (e, naturalmente, ao respetivo reporte), todos os indicadores disponíveis considerados relevantes para avaliação do desempenho das redes inteligentes serão utilizados, incluindo, se for o caso, indicadores que incidam em informação externa ao quadro de atuação dos operadores de rede.

São disso exemplo indicadores baseados na oferta e/ou na contratação de tarifários a preços dinâmicos. Note-se que a [Diretiva n.º 16/2024](#), de 20 de junho, relativa aos procedimentos para reporte dos preços de referência das ofertas comerciais e dos preços médios faturados de eletricidade e gás, prevê o reporte trimestral dos preços médios faturados por tipo de contrato (preço fixo, preço indexado e preço dinâmico). Adicionalmente, as normas que suportam esse reporte deverão permitir a recolha dos preços médios faturados, mas também de algumas grandezas físicas como o consumo faturado, o número de clientes faturados ou a potência contratada faturada, por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN Doméstico e BTN Não Doméstico). Por último, cabe ainda mencionar que a referida Diretiva estabelece um prazo de 180 dias para o primeiro envio da informação por parte dos comercializadores, pelo que esta só deverá começar a estar disponível a partir do início de 2025, com informação relativa ao 4.º trimestre de 2024.

#### 2.1.5 DESENVOLVIMENTO DAS REDES INTELIGENTES NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O contributo enviado pela EDA, no âmbito desta consulta pública, apresenta o plano de instalação de contadores inteligentes a implementar na Região Autónoma dos Açores, na BTN e na BTE.

De acordo com a empresa, a instalação dos contadores inteligentes e a respetiva integração nos sistemas do operador deverá estar concluída no final de 2028.

A ERSE considera esta informação da maior relevância, desde logo para os consumidores açorianos, porquanto se tratava, até agora, do único operador de rede sem compromissos estabelecidos para o desenvolvimento e a integração em rede inteligente.

Naturalmente, a circunstância de estar prevista a entrada em exploração dos contadores instalados na 1.ª fase do plano apenas durante o ano de 2026, condiciona de forma significativa o reporte dos indicadores de desempenho que agora se aprovam, como refere a própria EDA: «Pelo exposto, todos os indicadores

relacionados com a informação obtida destes equipamentos, e com as suas funcionalidades, apenas poderão ser reportados após a conclusão dos referidos projetos».

## 2.2 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

### 2.2.1 PLANEAMENTO DA REDE

#### PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Na vertente de planeamento da rede, a ERSE propôs quatro indicadores para avaliar o desempenho dos operadores das redes, concretamente: A1 - Estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais; A2 - Pedidos de ligação à rede analisados com base em diagramas de carga reais; A3 - Disponibilização de capacidade com restrições; A4 - Atribuição de capacidade com restrições.

#### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Relativamente ao indicador A1, o CC e a REN referem que o indicador deve ser baseado em potência estudada e não na soma do número de estudos, na medida em que podem ser estudadas, em simultâneo, distintas alternativas de criação de nova capacidade. Relativamente ao período a considerar, sugere-se que o indicador se refira apenas aos estudos concluídos no ano a que se reporta.

A E-REDES, a EDP e a EDP Comercial entendem que o indicador A1 deve endereçar apenas os estudos realizados para suportar as propostas de projetos de investimento, excluindo as demais situações. Adicionalmente, o CC e também a E-REDES, realçam a necessidade de clarificar a desagregação por nível de tensão, na medida em que os estudos de rede envolvem, muitas vezes, vários níveis de tensão.

Relativamente ao indicador A2, a E-REDES propõe que tenha por base os pedidos de ligação à rede que já tenham sido orçamentados.

O indicador A3 mereceu vários comentários. O CC e a E-REDES entendem ser importante obter clarificação sobre o conceito de “capacidade com restrições disponibilizada”. A REN refere ser mais adequado que a média se refira ao ano e não ao trimestre, face à duração típica dos estudos envolvidos para o efeito na RNT.

Adicionalmente, a E-REDES entende que os indicadores A3 e A4 deveriam ser disponibilizados em valor absoluto, pois o denominador pode ser nulo na maioria das subestações, e ainda que, mantendo a formulação, este seja com base na capacidade atribuída no indicador A3 (independentemente de estar ou não ligada). A EDP e a EDP Comercial entendem que os indicadores A3 e A4 só devem ser reportados a partir do momento em que seja implementado o processo relativo aos acordos de ligação de instalações de produção ou armazenamento autónomo com restrições, assinalando também que os indicadores se referem a dois momentos distintos do mesmo trimestre, sendo que, entre o início e o final de cada trimestre, o valor da capacidade já atribuída e não ligada pode ser alterado, quer à medida que nova capacidade é atribuída, quer por ligação da capacidade previamente atribuída.

Ainda sobre o indicador A4, o CC entende ser importante clarificar a distinção entre “capacidade com restrições atribuída e capacidade com restrições disponibilizada”. A EDP e a EDP Comercial entendem que deve ser clarificado que a capacidade atribuída se refere a toda a capacidade (com e sem restrições) atribuída para injeção na RESP.

A Coopérnico sugere ainda que a utilização da contratação de flexibilidade no horizonte de planeamento seja contabilizada, medindo o contributo da flexibilidade como alternativa ao investimento.

#### **DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS**

Em relação ao indicador A1, clarifica-se que, para o caso de estudos que envolvem vários níveis de tensão, a contabilização deve ser feita uma única vez. A ideia subjacente ao indicador consiste em registar o nível de tensão mais elevado, englobado no estudo<sup>4</sup>. Importa, acima de tudo, garantir que não existe duplicação de entradas, isto é, que em qualquer circunstância, cada estudo é contabilizado uma só vez.

Sobre o período a considerar, a ERSE compreende as especificidades inerentes à operação da rede de transporte e das redes de distribuição, nomeadamente a atomização das atividades. Como tal, importa esclarecer que, sendo anual a desagregação da informação a reportar sobre os indicadores A1 e A2, esta deve referir-se a estudos concluídos no período, leia-se ano a que se reporta a informação, independentemente do período em que o mesmo se iniciou.

---

<sup>4</sup> Deste modo, e a título exemplificativo, um estudo que envolva AT e MT é contabilizado em AT.

A ERSE acolhe a sugestão referente à potência, redefinindo o indicador A1 nos seguintes termos: “Quociente entre a potência associada a estudos de rede em que tenham sido utilizados diagramas de carga reais, face à potência envolvida no total de estudos de rede realizados, com detalhe por nível de tensão (MAT, AT, MT e BT)”.

Ainda sobre o indicador A1, clarifica-se que devem ser incluídos os estudos que envolvam tomadas de decisão em projetos de investimento, contratação de serviços de flexibilidade, ou ambos, excluindo-se naturalmente deste âmbito as análises internas inerentes à operação da rede.

Sobre o indicador A2, a ERSE considera que, sendo a orçamentação uma fase relevante do processo de ligação à rede, os estudos associados devem socorrer-se da melhor informação disponível no sentido de procurar a solução mais eficiente, pelo que a incorporação de diagramas de carga reais sobre a utilização da rede previamente à orçamentação deve ser estimulada, mantendo assim a formulação proposta.

A ERSE acolhe a sugestão referente à potência, redefinindo o indicador A2 nos seguintes termos: “Quociente entre a potência associada à análise de pedidos de ligação à rede com recurso a diagramas de carga reais sobre a utilização da rede previamente à ligação, face à potência envolvida no total de pedidos de ligação à rede analisados, com detalhe por nível de tensão de ligação (MAT, AT, MT e BT)”.<sup>5</sup>

Em relação ao indicador A3, a ERSE esclarece que o conceito de capacidade disponibilizada remete para o artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro – “(...) a capacidade de injeção na RESP que pode ser disponibilizada com restrições definidas pelo operador da RESP (...)”, tendo por referência a comunicação à DGEG pelos operadores de rede.

Na perspetiva da ERSE, o valor da capacidade com restrições a disponibilizar deve incluir não só aquela que resulte de cenários probabilísticos (e que não possa ser garantida ao longo de todo o ano), mas também uma percentagem da capacidade firme já atribuída, mas ainda não ligada. Note-se que a capacidade firme atribuída não ligada, quando o for, será garantida, e por isso, até ser ligada a totalidade, o valor disponibilizado com restrições não colocará em causa a segurança do sistema. Naturalmente, a definição desta percentagem requer prudência, pois haverá tendência a concretizarem-se algumas das ligações ao longo do tempo. Assim, ao disponibilizar apenas uma percentagem da capacidade que ainda não está ligada, o operador reduz os riscos para o sistema, ao mesmo tempo que maximiza o volume de capacidade que se pode ligar à rede.

---

<sup>5</sup> Potência de ligação (injeção) e potência requisitada (consumo), em função da tipologia das instalações.

O objetivo do indicador é, pois, avaliar a disponibilização de capacidade com restrições, e em particular da disponibilização daquela capacidade firme atribuída e não ligada, procurando-se que a mesma possa ser disponibilizada e atribuída aos agentes no menor período de tempo possível. Da mesma forma que o valor da capacidade disponível com restrições é atualizado automaticamente pelos operadores, em função das atribuições efetuadas, também o valor da capacidade atribuída e não ligada o deve ser, igualmente em função das atribuições efetuadas, e na sequência da concretização de ligações.

Um fator relevante para o sucesso desta nova metodologia de acesso reside na expectativa de que os operadores forneçam informações suficientes e atualizadas sobre a capacidade disponível. Deste modo, a ERSE mantém a desagregação trimestral, redefinindo o indicador A3 nos seguintes termos: “Média trimestral do quociente entre a capacidade com restrições disponibilizada a instalações de produção ou armazenamento autónomo ao longo do trimestre, face à capacidade firme atribuída e não ligada, no início do trimestre, com detalhe por subestação e por nível de tensão (MAT, AT e MT)”.<sup>6</sup>

O indicador A4, por sua vez, visa monitorizar não a disponibilização, mas sim o peso da atribuição de capacidade com restrições face ao total de capacidade atribuída. A este propósito, e nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, importa também clarificar que o título de reserva de capacidade de injeção na RESP, base para o cálculo deste indicador, confere ao seu titular o direito à utilização do ponto de injeção na RESP com a capacidade que lhe for atribuída, de forma firme ou com restrições. Naturalmente, a capacidade total atribuída refere-se, assim, a toda a capacidade (com e sem restrições) atribuída para injeção na RESP.

Com o intuito de harmonização com os demais indicadores, a ERSE simplifica a redação e redefine o período de reporte do indicador A4 nos seguintes termos: “Quociente entre o somatório da capacidade com restrições atribuída a instalações de produção ou armazenamento autónomo, face ao total da capacidade atribuída no mesmo período, com detalhe por subestação e por nível de tensão (MAT, AT e MT)”.<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> Sendo “CDR” a capacidade disponibilizada com restrições ao longo do trimestre, e “CANL” o valor da capacidade firme atribuída e não ligada no início do trimestre, o indicador é dado por:  $CDR/CANL$ . Este indicador, embora reportado apenas na data estipulada no articulado, deve apresentar detalhe trimestral.

<sup>7</sup> Sendo “CAR” a capacidade atribuída com restrições ao longo do ano, e “CA” a capacidade total atribuída ao longo do ano, o indicador é dado por:  $CAR/CA$ .

A ERSE esclarece ainda que os indicadores A3 e A4 devem ser reportados a partir do momento em que seja implementado o processo relativo aos acordos de ligação de instalações de produção ou armazenamento autónomo com restrições.

No que respeita à avaliação da utilização da flexibilidade no âmbito do planeamento, considera-se que esta vertente é suficientemente abrangente para ser enquadrada na presente secção. Esta realidade decorre do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, em que os planos de desenvolvimento e investimento das redes de transporte e de distribuição passam a ter de justificar, mediante uma análise de custo e benefício, a necessidade de construção de novas infraestruturas de rede face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos.

Neste âmbito, cabe à ERSE aprovar e publicar a metodologia de avaliação a seguir, com base em proposta dos operadores da rede. Este processo encontra-se atualmente em curso nos termos do RARI. Deste modo, remete-se a identificação concreta de indicadores de desempenho que averiguem o contributo da flexibilidade como alternativa ao investimento para uma futura revisão dos indicadores agora propostos, beneficiando assim da aprendizagem adquirida.

## 2.2.2 OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE

### **PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA**

Observabilidade (capacidade para recolha remota de informação relativa ao estado da rede) e controlabilidade (capacidade para atuação remota sobre a rede, com base na informação recolhida) podem ser vistas como pré-requisitos da infraestrutura das redes inteligentes: 1) maior observabilidade representa maior conhecimento da rede e do seu comportamento, a incorporar no processo de tomada de decisão do operador e 2) maior controlabilidade significa maior capacidade de intervenção por parte do operador, reforçando a flexibilidade e resiliência das atividades de gestão e operação do sistema elétrico.

A ERSE propôs sete indicadores (quatro relativos à observabilidade e três à controlabilidade) para avaliação da capacidade de os operadores monitorizarem, medirem e/ou atuarem remotamente sobre equipamentos de rede, mas também sobre instalações dos utilizadores.

## COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Relativamente a esta dimensão, foram recebidos dois comentários e uma questão por parte dos participantes na consulta.

O CC entende que poderia ser útil estabelecer um indicador complementar ao indicador B7<sup>8</sup>, que incida sobre a potência controlável (desagregado por tipo de instalação e por nível de tensão), o qual permitiria aferir a ordem de grandeza dessa potência.

Por seu lado, EDP e EDP Comercial solicitam que se clarifique a consideração do conceito “em tempo quase real”, em particular nos indicadores relativos à observabilidade.

Por último, a EDA, no âmbito dos indicadores B3<sup>9</sup> e B4<sup>10</sup>, questiona se as UPAC de instalações de autoconsumo individual com potências superiores a 4 kW devem ser consideradas como instalações de produção.

## DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A ERSE partilha do entendimento do CC em relação à utilidade de um indicador que complemente a percentagem de instalações controláveis através da consideração da variável “potência”. Assim, e sem prejuízo de se sublinhar a importância da adoção de um conjunto de indicadores com dimensão limitada, estabeleceu-se um novo indicador, B8, nos seguintes termos:

- "Potência controlável para modulação do consumo ou da injeção na rede de instalações ligadas à rede" – indicador calculado como o quociente entre a potência controlável à distância direta ou indiretamente pelo operador de rede para efeitos de modulação do consumo ou da injeção na rede de instalações ligadas à rede, face à potência dessas instalações, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento autónomo; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN). No caso de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, a

---

<sup>8</sup> “Controlabilidade para modulação do consumo ou da injeção na rede de instalações ligadas à rede”, dado pela percentagem de instalações ligadas à rede controláveis à distância direta ou indiretamente pelo operador de rede para efeitos de modulação do consumo ou da injeção na rede, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento autónomo; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN).

<sup>9</sup> “Instalações ligadas à rede com observabilidade em tempo real ou quase real”.

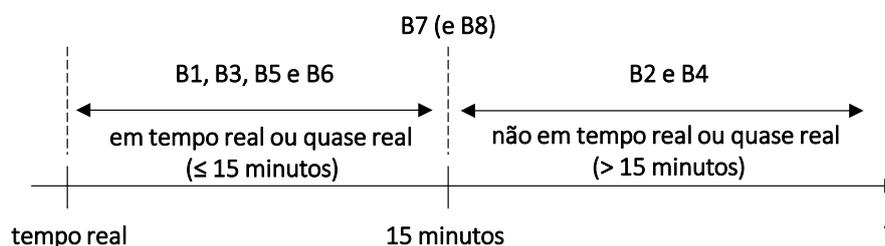
<sup>10</sup> “Instalações ligadas à rede com observabilidade não em tempo real ou quase real”.

potência controlável deve ser aferida em relação à potência de ligação e, no caso de instalações de consumo, em relação à potência contratada.

Note-se que, em linha com o discutido no ponto 2.1.2, o indicador é definido em base relativa, de modo a internalizar a evolução anual da potência total <sup>11</sup>.

Em relação à solicitação de clarificação apresentada pela EDP e pela EDP Comercial, cabe recordar que, como referido no documento justificativo da consulta, se adotou a definição de «Tempo quase real» estabelecida na Diretiva (UE) 2019/944. Assim, este deve ser entendido como o período de tempo que medeia entre o tempo real e os 15 minutos.

Deste modo, quando a capacidade de observação ou de controlo por parte do operador de rede tenha lugar num intervalo de tempo até 15 minutos, os indicadores adotam a designação “em tempo real ou quase real” (é o caso dos indicadores B1, B3, B5 e B6). Quando tal não suceda, os indicadores adotam a designação “não em tempo real ou quase real” (é o caso dos indicadores B2 e B4) <sup>12</sup>. Há indicadores cuja definição é independente desta variável, concretamente o indicador B7 e o novo indicador B8 que agora se estabelece, nos termos acima concretizados.



A recolha remota de leituras no dia seguinte (d+1) é um exemplo de observabilidade não em tempo real ou quase real.

Pressupondo suficiência desta clarificação, mas também atendendo à ausência de dúvidas suscitadas pelos operadores de rede em relação a esta matéria, não foram introduzidas alterações na designação dos indicadores desta dimensão.

<sup>11</sup> Potência de ligação e potência contratada, em função da tipologia das instalações.

<sup>12</sup> De forma estilizada, “não (em tempo real ou quase real)”, isto é, o contrário de “em tempo real ou quase real”.

Faz-se, contudo, notar que, num quadro mais amplo aplicável à totalidade dos indicadores, e como antecipado no ponto 2.1.2, é intenção da ERSE desenvolver, conjuntamente com os operadores de rede, um modelo para o reporte dos indicadores, complementado por um manual que auxilie no seu preenchimento. Esta clarificação (na sequência de solicitação da EDP e da EDP Comercial) é um bom exemplo de uma concretização possível a inscrever nesse manual.

Por último, em relação à questão colocada pela EDA, cumpre esclarecer que a classificação a considerar para efeitos de segmentação das instalações (consumo, produção ou armazenamento autónomo) deve decorrer diretamente do respetivo processo de licenciamento. No caso em apreço, tratando-se de autoconsumo individual com UPAC no interior da instalação de utilização, à partida, e salvaguardando os termos definidos pela entidade licenciadora, essa instalação será considerada no conjunto das instalações de consumo.

### 2.2.3 GESTÃO DE ATIVOS E PERDAS NAS REDES

#### **PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA**

Na vertente de gestão de ativos, uma das dimensões propostas foi a taxa de falhas, concretizada em dois indicadores: C1 - Taxa de falhas em transformadores com indisponibilidade imediata; C2 – Defeitos por extensão de rede.

A gestão de ativos foi também analisada na vertente de exploração de redes com parâmetros dinâmicos, nomeadamente através dos seguintes indicadores: C3 - Representatividade do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos; C4 - Desempenho da exploração de linhas aéreas com parâmetros dinâmicos.

Ainda na vertente de gestão de ativos, a proposta incorporou dois indicadores já estabelecidos na regulamentação: C7 - Utilização da potência de carga e C8 - Utilização da potência instalada.

Por último, em relação à vertente de perdas nas redes, a proposta adotou igualmente um conjunto de indicadores já estabelecidos na regulamentação.

## COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre o indicador C1, o CC salienta as circunstâncias específicas da operação de transformadores, em comparação com as linhas aéreas, nomeadamente as religações automáticas. O CC, a REN, a E-REDES, a EDP e a EDP Comercial recomendam que a redação seja clarificada, e sugerem que o indicador seja expresso diretamente no rácio de falhas por transformador.

Sobre o indicador C2, a REN solicita clarificação sobre o conceito de causa interna e externa.

A exploração de redes com parâmetros dinâmicos mereceu também alguns comentários dos agentes. Em concreto, a REN propõe retirar do denominador dos indicadores C3 e C4 as linhas e ramais MAT para ligação de consumidores e produtores. Por outro lado, a E-REDES propõe a segmentação do indicador tendo em conta algumas tecnologias que podem fornecer dados ao operador em tempo real <sup>13</sup>.

Os indicadores C7 e C8, embora recorrendo a informação já disponibilizada pelos operadores, também mereceram comentário. A REN refere que os elementos necessários para o seu cálculo já são comunicados no âmbito do reporte exigido pelo RARI, com referência ao enrolamento primário dos transformadores. Deste modo, o reporte de informação com referência ao enrolamento secundário requer implementação de novos processos de leitura.

## DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Tendo em conta os comentários recebidos, a ERSE concorda na necessidade de aprofundar o conceito de número médio de falhas por transformador que levam à sua retirada de serviço. O operador da RNT já publica a taxa de falhas em transformadores de potência, para ocorrências que resultam em indisponibilidade imediata ou que impliquem a retirada de serviço até 30 minutos após a identificação da mesma. Reconhecendo as realidades particulares da rede de transporte e das redes de distribuição, importa, tanto quanto possível, uniformizar conceitos e procedimentos.

---

<sup>13</sup> Nomeadamente: 1) medição da temperatura do condutor (pontual, com sensores, ou distribuída, através de fibra ótica); 2) medição da flecha; 3) estimativa da corrente máxima que pode circular na linha, considerando as condições atmosféricas e a temperatura máxima admissível para a linha.

Deste modo, ainda que o âmbito seja idêntico ao proposto inicialmente, a redação do indicador C1 é simplificada, nos seguintes termos <sup>14</sup>: “Número médio de falhas com origem interna e com indisponibilidade imediata por transformador de potência, com detalhe por nível de tensão do enrolamento secundário (MAT, AT, MT e BT)”. No sentido de não tornar o critério demasiado rígido, admite-se que a falha com indisponibilidade imediata de um transformador de potência se caracteriza como uma ocorrência que obriga à retirada de serviço do transformador num intervalo de tempo inferior a 30 minutos após a sua identificação, independentemente de, após inspeção, esse transformador ser de novo colocado em serviço.

Sobre o indicador C2, a ERSE reconhece a mais valia de simplificar a redação. Assim, ainda que o âmbito seja idêntico ao proposto inicialmente, a redação do indicador é simplificada, nos seguintes termos <sup>15</sup>: “Número médio de falhas com origem interna por 100 km de rede, e que requeiram a abertura de disjuntores ou seccionadores, com detalhe por nível de tensão (MAT, AT, MT e BT)”.

Importa também referir que estão abrangidas situações em que se venha a verificar que a atuação das proteções foi indevida. Deste modo, procurando dar resposta aos comentários recebidos, e como referido no documento justificativo da consulta, a ERSE clarifica que os indicadores C1 e C2 visam, nos termos do RQS: interrupções do tipo acidental, causa própria e origem interna ou outras causas.

Ainda nos termos do RQS, as “interrupções devidas a outras redes ou instalações” têm origem nas redes ou instalações de outros operadores, produtores de energia elétrica ou clientes. Não obstante este grupo de causas não ser englobado neste cálculo, espera-se potenciar numa rede inteligente uma maior imunidade dos seus ativos, revestindo-se este grupo de causas de uma importância crescente.

Relativamente aos indicadores de exploração da rede com parâmetros dinâmicos, a ERSE toma boa nota dos comentários recebidos, em especial da discussão sobre as ferramentas de observabilidade referentes às condições da rede em tempo real. Com o intuito de potenciar o envolvimento de todos os interessados na matéria, num quadro evolutivo e gradual próprio da fase de aprendizagem em curso referente a esta temática a nível nacional, opta-se por manter a formulação proposta para os indicadores C3 e C4.

---

<sup>14</sup> Indicador “Taxa de falhas, em transformadores, com indisponibilidade imediata” é dado pelo quociente entre o número de falhas com indisponibilidade imediata em transformadores e o número de transformadores, sendo a unidade “falhas/transformador”.

<sup>15</sup> Indicador “Defeitos por extensão de rede” é dado pelo quociente entre o número de defeitos e os quilómetros de rede, sendo a unidade “defeitos/quilómetros de rede”, resultado que deve ser multiplicado por 100.

Sobre a necessidade de adaptação de procedimentos de recolha dos indicadores C7 e C8, a ERSE pretende com a proposta de indicadores garantir, tanto quanto possível, uma harmonização, por exemplo, ao nível da observabilidade e controlabilidade dos ativos, mantendo-se assim a referência ao enrolamento secundário.

#### 2.2.4 QUALIDADE DE SERVIÇO

##### **PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA**

Na vertente técnica da qualidade de serviço, a ERSE propôs dois indicadores para avaliar o desempenho dos operadores das redes, nomeadamente D1 “taxa de interrupções longas detetadas pelos contadores inteligentes” e D2 “taxa de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica avaliadas com dados registados pelos contadores inteligentes”.

Os restantes indicadores (D3 a D7) de qualidade de serviço (técnica e comercial) considerados na proposta respeitavam a indicadores já existentes.

##### **COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

Relativamente ao indicador D1 “taxa de interrupções longas detetadas pelos contadores inteligentes”, o CC e a E-REDES referem que este indicador não deve ficar limitado pela informação recolhida dos contadores inteligentes porque a grande maioria destes equipamentos, apesar de assegurar o registo de interrupções detetadas, não tem capacidade para enviar alarmes imediatos destas ocorrências em situações de ausência de alimentação. Para o efeito, tanto o CC, como a E-REDES sugerem que, no lugar de se referir de forma restrita aos contadores inteligentes, a descrição deste indicador tenha por base a informação recolhida remotamente da infraestrutura de redes inteligentes, podendo contribuir para a deteção atempada de interrupções na BT os concentradores (DTC) e os sistemas de sensorização instalados nos postos de transformação de distribuição (PTD).

A E-REDES entende que o indicador D1 ganha maior relevância se for calculado de forma mais genérica com base nas ocorrências, em vez de se restringir a interrupções longas detetadas.

No que respeita ao indicador D2 “taxa de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica avaliadas com dados registados pelos contadores inteligentes”, a E-REDES refere que, atualmente, não está a ser registado inequivocamente em sistema se a avaliação da reclamação é realizada com recurso aos dados

dos contadores inteligentes, o que torna inviável a disponibilização deste indicador de forma precisa até à data em que estes desenvolvimentos estejam devidamente implementados.

Nesse sentido, a E-REDES propôs que o indicador D2 possa ser disponibilizado até 6 meses após a entrada em vigor da presente diretiva.

A Coopérnico concorda com os indicadores propostos para avaliação desta dimensão e salienta a importância do indicador da taxa de sucesso dos serviços prestados remotamente.

#### **DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS**

Em relação aos comentários apresentados, a ERSE acolheu a sugestão do CC e da E-REDES sobre não limitar o indicador D1 apenas à informação recolhida dos contadores inteligentes e de calcular este indicador com base nas ocorrências detetadas, em vez de se restringir a interrupções longas registadas, redefinindo o indicador D1 nos seguintes termos:

- Indicador D1 - “Taxa de ocorrências detetadas remotamente pela infraestrutura de redes inteligentes” – indicador calculado pelo quociente entre o número total de ocorrências cuja deteção seja suportada em dados recolhidos remotamente da infraestrutura de redes inteligentes (em antecipação do eventual contacto por parte dos clientes afetados) e o número total de ocorrências verificadas na BT, num determinado ano (em percentagem).

No que respeita ao comentário apresentado pela E-REDES sobre o indicador D2, referindo a impossibilidade de reportar à ERSE este indicador no prazo proposto na diretiva, importa atender às alterações agora introduzidas relativamente à data e condições aplicáveis ao primeiro reporte destes indicadores, nos termos do ponto 2.1.1 deste documento, que, salvo melhor opinião, permitem acomodar as questões suscitadas pelo operador.

#### **2.2.5 CONTRATAÇÃO E MOBILIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA E DE SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE**

##### **PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA**

O sistema elétrico recorre tradicionalmente à contratação de serviços de sistema para resolver o equilíbrio entre produção e consumo em tempo real, mas também para apoiar na resolução de congestionamentos e na manutenção dos parâmetros de segurança e qualidade da operação. A rede de distribuição está a dar

os primeiros passos nessa contratação, o que se insere num modelo mais flexível de operação da rede, mas também de desenvolvimento da rede, como previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Com a transição energética (produção distribuída e de menor escala, densificação dos consumos elétricos, digitalização das redes), o sistema elétrico e as redes tenderão a necessitar de maior flexibilidade na sua operação, além de um aumento da capacidade instalada de transporte e distribuição.

A ERSE propôs um conjunto de indicadores para medir a efetiva contratação e mobilização de serviços prestados pelos utilizadores das redes aos operadores e ao gestor global do sistema.

### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os comentários dos participantes na Consulta Pública incidiram em detalhe sobre cada indicador neste tema. De modo mais transversal, alguns contributos referem que os operadores não condicionam diretamente estes indicadores, apenas proporcionando as condições (e a procura) para que os prestadores de serviços de sistema ou de flexibilidade possam exercer essa atividade.

Sobre o indicador E2 - *Potência ativa contratada em serviços de flexibilidade*, a E-REDES faz notar que a contratação de flexibilidade na rede de distribuição está ainda no seu início e durante algum tempo não se espera que venha a atingir uma materialidade comparável com o denominador da fração do indicador (ponta da rede). O Conselho Consultivo e a E-REDES contrapõem que o indicador deve ser apresentado em valor absoluto da potência contratada em serviços de flexibilidade, por nível de tensão. A Coopérnico propõe que a flexibilidade contratada seja avaliada segregando a categoria de utilizador da rede (cliente residencial, industrial ou comunidade de energia). A Coopérnico sugere ainda que a utilização da contratação de flexibilidade no horizonte de planeamento seja contabilizada, medindo o contributo da flexibilidade como alternativa ao investimento.

Relativamente à intensidade da *utilização do mecanismo de resolução de restrições técnicas* (indicador E3), a EDP e a EDP Comercial defendem que o mesmo não é útil, por poder traduzir simplesmente a desnecessidade de recorrer ao mecanismo, por casualidade dos fluxos de utilização das redes.

Já sobre os *encargos de regulação do sistema* (indicador E4), a EDP e a EDP Comercial referem a sua dependência de fatores externos, como o preço de energia nos mercados grossistas, não traduzindo necessariamente o melhor ou pior desempenho da gestão inteligente das redes. A EDP e a EDP Comercial acrescentam que os encargos de regulação não incluem (por definição do indicador) os custos com os

desvios, nem com determinados serviços não remunerados (como a regulação primária). A mera consideração do indicador como medida de eficiência do gestor do sistema, poderia incentivar o mesmo a subcontratar estes serviços, em prejuízo da segurança da operação do sistema elétrico.

Quanto ao indicador E5 – *FSP ativos no mercado de serviços de flexibilidade*, a Coopérnico refere a importância de também considerar os BSP nesta monitorização. O Conselho Consultivo considera que o indicador deve clarificar se inclui prestadores de serviços de flexibilidade habilitados, mas sem qualquer ativo registado.

Na *mobilização de serviços de flexibilidade* (indicador E6), a E-REDES comenta que o indicador deve contabilizar a prestação efetiva de flexibilidade (contabilização do aumento ou redução do consumo ou injeção na rede, com recurso aos métodos de verificação definidos) e não a mera ordem de ativação de flexibilidade emitida pelo ORD. A EDP e a EDP Comercial também comentam os indicadores sobre serviços de flexibilidade, dizendo que esta mobilização deve ser contrastada com soluções alternativas, segundo uma avaliação custo-benefício. A Coopérnico propõe que a mobilização de flexibilidade seja comparada com o potencial de instalações flexíveis (observáveis e controláveis) existente.

Sobre o indicador E7 – *Encargos com a contratação de serviços de flexibilidade*, a E-REDES solicita clarificação do conceito de saldo líquido dos encargos de contratação e, em particular, do contexto em que haja lugar a pagamentos do FSP.

Quanto à proporcionalidade dos *requisitos de participação nos serviços de sistema e de flexibilidade* (indicador E8), a E-REDES comenta que devem ser os serviços concretos a justificar os respetivos requisitos, independentemente da instalação que o presta. Refere ainda que a complexidade dos requisitos não é aferível apenas por um número ou por uma avaliação objetiva simples. A EDP e a EDP Comercial sugerem que, a manter-se o indicador, seja separado em serviços de flexibilidade e serviços de sistema. No caso dos serviços de sistema, a EDP e a EDP Comercial propõem que o indicador compare o desempenho do gestor do sistema com as melhores práticas europeias, promovendo a neutralidade tecnológica na contratação destes serviços.

## **DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS**

Os contributos apresentados sobre os indicadores neste tema concordam com o interesse em monitorizar a evolução desta nova dimensão da operação das redes, em particular a utilização de flexibilidade, seja ao nível da operação em tempo real seja ao nível do planeamento.

Sobre a utilização dos serviços de sistema, ferramenta já muito utilizada, embora focada nas grandes instalações de produção, os contributos salientam a dificuldade de ligar diretamente a melhor atuação do operador ou do gestor de sistema com um aumento ou diminuição dos valores dos indicadores.

Atendendo aos comentários específicos recebidos e à mensagem mais transversal de procurar indicadores mais diretamente ligados ao desempenho dos operadores, a ERSE simplificou os indicadores relativos à utilização dos serviços de sistema, considerando ainda que a publicação de dados neste domínio já está muito estabelecida.

Quanto ao indicador E2 - Potência ativa contratada em serviços de flexibilidade, aceita-se a sugestão de transformar o indicador no valor absoluto da potência contratada, aumentando a visibilidade de valores reduzidos desta contratação, nos primeiros anos de aplicação. Considera-se ainda a segmentação desse valor consoante o tipo de instalação prestadora do serviço (produção, consumo, armazenamento autónomo ou unidade agregada de múltiplos ativos nas categorias anteriores). Aproveita-se ainda para clarificar que o cálculo do indicador deve corresponder à soma da potência contratada em diferentes serviços e diferentes FSP/ativos de flexibilidade <sup>16</sup>, por ano.

A ERSE reconhece que a elevada complexidade dos fatores que levam à utilização do mecanismo de resolução de restrições técnicas não permite conclusões diretas sobre o valor do indicador respetivo (indicador E3 - Energia mobilizada em resolução de restrições técnicas). Nesta medida, retira-se este indicador da lista aprovada.

Os encargos de regulação também refletem uma diversidade de aspetos, mas é consensual que a transição energética e a utilização da flexibilidade na operação das redes vão aumentar a diversidade e quantidade de contratação de serviços de sistema. Considera-se que este indicador simples, permite traduzir, pelo menos em parte, a dimensão do mercado de serviços de sistema e o seu crescimento expectável.

No indicador E5 – FSP ativos no mercado de serviços de flexibilidade, clarifica-se que são considerados quaisquer FSP habilitados, admitindo-se que parte destes possa corresponder a agentes em fase de angariação inicial dos ativos de flexibilidade. Refere-se ainda que a lista de BSP ativos já é atualmente publicada pelo gestor do sistema.

---

<sup>16</sup> A título de exemplo, se o ORD contrata um serviço de flexibilidade de 10 MW para 4 fins de semana no ano, apenas contabiliza 1x a potência contratada. Se o ORD contrata um serviço de flexibilidade de 10MW para potencial redução durante 2h, contabiliza os 10MW. Se um FSP com 10MW em recursos de flexibilidade, os usa para prestar dois serviços distintos, essa potência é contabilizada duas vezes.

Relativamente à mobilização de serviços de flexibilidade incluída no indicador E6, a ERSE adaptou a sua redação de modo a ir ao encontro da sugestão de considerar a energia calculada no processo de verificação. A ERSE considera necessário procurar a simplicidade dos indicadores e a minimização do custo de implementação (aliás referido amplamente a propósito do prazo do primeiro envio). Nessa medida, entende-se o comentário da E-REDES como apontando para metodologias de verificação que serão necessariamente implementadas pelo ORD no contexto da utilização dos serviços. Esta mobilização de flexibilidade, tal como acontece em vários outros indicadores, não significa por si só um melhor ou pior desempenho do operador, devendo ser acompanhada da análise de outras dimensões, tais como o volume de investimentos nas redes, o aumento da disponibilização de capacidade de receção de energia, entre outras. Do mesmo modo, poderá ser contrastada com o potencial de flexibilidade estimado.

Sobre os encargos com a contratação de serviços de flexibilidade (indicador E7), a ERSE clarifica que o conceito de saldo líquido dos encargos pretende acomodar casos de pagamento pelos FSP, seja, por exemplo, devido a penalizações por incumprimento, seja por pagamentos por ativações para subir o consumo (ou reduzir a injeção na rede), se acontecerem. Em alternativa, os ORD poderão reportar os dois tipos de movimentos financeiros separadamente.

A ERSE optou por retirar o indicador E8, sobre os requisitos de participação nos serviços de sistema e de flexibilidade. Embora seja importante a definição de requisitos com exigência proporcional à dimensão dos recursos (e até determinada por lei e por regulamentação), a medida desta proporcionalidade é pouco objetiva, o que poderia tornar o indicador pouco eficaz e sujeito a implementações desarmonizadas entre operadores. Considera-se que a adequação dos requisitos pode ser aferida, indiretamente, pela contabilização do número e tipo de prestadores de serviços.

## 2.2.6 COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES DE REDE

### **PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA**

O foco da proposta da ERSE relativamente à coordenação entre operadores de rede foi a utilização partilhada de bases de dados sobre os recursos de flexibilidade ou as características técnicas das instalações.

A proposta incluiu também a coordenação ao nível do estabelecimento de requisitos comuns para a prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade. Esta uniformização de requisitos pode ser decisiva na

facilitação do acesso dos prestadores de serviços aos respetivos mercados, reduzindo custos e barreiras à entrada.

#### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A EDP e a EDP Comercial propõem que a ERSE determine a existência de uma plataforma eletrónica comum de registo de dados sobre recursos de flexibilidade. Referem ainda alguns exemplos de plataformas internacionais que promovem a coordenação da prestação de serviços de sistema (ao ORT) e de flexibilidade (ao ORD local).

A EDP e a EDP Comercial sugerem que o indicador F2, sobre registo de instalações habilitadas, e o F3, sobre coordenação na definição de requisitos de habilitação, devem fazer referência aos serviços de sistema e à gestão de congestionamentos.

O Conselho Consultivo propõe separar o indicador F2 em dois distintos, para endereçar separadamente os serviços de sistema e de gestão de congestionamentos, por um lado, e os serviços de flexibilidade, por outro.

A Coopérnico menciona o potencial dos mercados locais para resolução de congestionamentos, sugerindo acrescentar indicadores sobre a potência contratada e a mobilização de energia nesses mercados locais.

#### DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

O ROR já prevê a troca de informação no âmbito da gestão de recursos de flexibilidade, entre os operadores de rede de distribuição (vd. art.º 66.º), nomeadamente no contexto da gestão técnica das redes de distribuição. O conteúdo do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade, a discutir e aprovar no âmbito do ROR, deverá contribuir com ferramentas adicionais para esta coordenação. A coordenação entre o gestor global do SEN e os operadores de rede de distribuição está também prevista no ROR, no seu art.º 69.º (vd. al. c) do n.º 3).

A ERSE aceitou a sugestão de separar os indicadores relativos ao registo partilhado das instalações para efeitos de serviços de flexibilidade e de serviços de sistema e resolução de congestionamentos. Desta forma, cada um dos indicadores passa a ter apenas um operador responsável, de modo mais claro.

Relativamente à sugestão sobre os mercados locais de gestão de congestionamentos, a ERSE considera que esse é o objetivo principal dos serviços de flexibilidade ao nível da rede de distribuição. Dessa forma, está já incluído nesse indicador.

## 2.2.7 NOVOS ATORES DO SISTEMA ELÉTRICO

### PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O conjunto de seis indicadores apresentados neste tema procurou dar resposta à caracterização dos recursos de mobilidade elétrica (dois indicadores), energias renováveis (três indicadores) e armazenamento (um indicador) e à sua evolução e capacidade de apoiar o sistema elétrico. Na ponderação da criação de novos indicadores, foi ainda considerada a maturidade de desenvolvimento de tecnologias e serviços e a informação já recebida no âmbito do acompanhamento regulamentar do setor elétrico.

Na Rede de Mobilidade Elétrica, a gestão dos dados relativos a informação energética e financeira, dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), dos operadores de pontos de carregamento (OPC) e dos operadores de rede (relativa à aplicação da tarifa de acesso às redes nos pontos de carregamento da Rede de Mobilidade Elétrica), é responsabilidade da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME). Foram tidos em conta os dados já existentes relativos à utilização e disponibilidade da rede de mobilidade elétrica <sup>17</sup> e os reportados no âmbito do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) <sup>18</sup>. Note-se que o carregamento de veículos elétricos também se processa internamente aos pontos de consumo, sem ligação à Rede de Mobilidade Elétrica, sendo tratado, nessa circunstância, como qualquer outra utilização final de energia elétrica.

Em concreto, no âmbito da mobilidade elétrica, foram propostos indicadores relativos ao número de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, explicitando os localizados em instalações elétricas com capacidade de prestação de serviços de flexibilidade. Por outro lado, propuseram-se indicadores relativos ao impacto do carregamento dos veículos elétricos na carga máxima da rede dos operadores.

---

<sup>17</sup> <https://www.mobie.pt/mobidata/data>.

<sup>18</sup> Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro.

Os indicadores propostos relativos às fontes de energia renováveis incidiam sobre a capacidade instalada, a adequação da produção de energia renovável ao consumo em cada nível de tensão e a energia renovável não aproveitada devido a restrições técnicas do sistema.

Procurou-se ainda identificar a capacidade de flexibilidade do sistema elétrico associada a instalações de armazenamento, tendo em conta o tipo de armazenamento, se em albufeira, armazenamento em baterias em instalações autónomas ou integrado nas instalações de consumo ou de produção.

#### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O Conselho Consultivo sugeriu um novo indicador para a mobilidade elétrica que identifique “a potência máxima síncrona de 15 minutos em postos de carregamento da mobilidade elétrica”, dado pelo valor máximo das potências médias de 15 minutos do diagrama agregado de todos os CEME abastecidos por cada operador de rede.

A Coopérnico realçou que os indicadores para veículos elétricos e sistemas de armazenamento não revelam se as tecnologias são aplicadas para resolver problemas de congestionamento de rede, propondo um novo indicador que relacione a flexibilidade contratada destas tecnologias (MW) face à necessária nos pontos de rede com maior congestionamento (atual ou esperado).

A DECO sugeriu a criação de um indicador que dê informação sobre a atividade/utilização dos pontos de carregamento (e.g., tempo, energia).

Relativamente ao indicador G1 <sup>19</sup>, a DECO propôs que seja aferido também o número de tomadas que irão abastecer os veículos elétricos. Por outro lado, a E-REDES propôs que o indicador tenha por base o número de pontos de entrega associados à mobilidade elétrica (e não o número de pontos de carregamento). A EDP e a EDP Comercial defenderam que o indicador deveria ser avaliado em termos relativos, em comparação com os pedidos de ligação para estes pontos de carregamento.

Relativamente à produção de energias renováveis, a Coopérnico sugeriu um indicador para aferir a produção renovável, em cada nível de tensão e a respetiva taxa de crescimento e ainda um outro indicador

---

<sup>19</sup> Número de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

sobre a percentagem de consumo satisfeito a partir de produção em autoconsumo, segmentado por categoria de cliente (residencial, industrial e comunidade de energia).

A EDP e a EDP Comercial sugeriram que o indicador G3 <sup>20</sup> fosse avaliado em termos relativos, i.e., em comparação com os valores de potência solicitados para ligação.

A DECO sugeriu a criação de um novo indicador relativo ao número de contadores bidirecionais instalados, considerando o crescimento de consumidores com painéis solares com venda de energia excedentária.

O Conselho Consultivo e a EDA sugeriram métodos alternativos para cálculo do indicador G4 <sup>21</sup>, considerando a possibilidade de ser estimado com base em previsões do potencial de produção renovável, uma vez que a limitação vai sendo ajustada gradualmente ao longo do período de tempo em que ocorre. A EDP e a EDP Comercial defenderam que o indicador G4 deve ser diferenciado entre restrições técnicas do Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) ou em tempo real (i.e., no momento em que se faz a correspondência com as ofertas em mercado ou *a posteriori*) e entre casos com acordos de ligação com restrições ou acordos de ligação firme.

O Conselho Consultivo referiu ser necessária uma explicação objetiva, relativamente ao indicador G5 <sup>22</sup>, do que é energia entrada e energia saída da rede e que seja ponderada a desagregação por energia renovável e não renovável por nível de tensão, devido a dificuldades na desagregação do que é injetado entre níveis de tensão. A EDA sugeriu que, devido a essa dificuldade, a energia injetada na rede por nível de tensão possa ser separada por “renovável, não renovável e transitada de outros níveis de tensão”. Por seu lado, a E-REDES assumiu que a desagregação se aplica apenas à energia injetada por instalações de produção ligadas diretamente no próprio nível de tensão e referiu a necessidade de esclarecer a forma de contabilização da energia injetada por instalações de armazenamento autónomo e por instalações de autoconsumo, propondo que a energia injetada por estas instalações seja contabilizada como energia renovável para efeitos de apuramento deste indicador. Para contabilização de energia renovável, a E-REDES propôs que sejam consideradas renováveis apenas as instalações de produção eólica, solar e hídrica.

---

<sup>20</sup> Potência ativa instalada de produção renovável.

<sup>21</sup> Rejeição de energia renovável devido a restrições emitidas pelo operador.

<sup>22</sup> Rácio entre a energia injetada na rede e a energia saída da rede.

A Coopérnico sugeriu a introdução de um novo indicador para concluir sobre a utilização do armazenamento na resolução de congestionamentos da rede de distribuição, indicando o volume de capacidade com restrições que foi atribuído a projetos de energias renováveis, incluindo a utilização de armazenamento.

Concretamente sobre o indicador G6 <sup>23</sup>, a EDA mencionou que não deveriam ser consideradas as instalações de armazenamento dentro das instalações de utilização (*behind-the-meter*), uma vez que o operador não terá conhecimento da totalidade das mesmas, nem capacidade de acompanhar a sua evolução. Por último, a E-REDES deu nota de que, enquanto operador de rede, não dispõe da informação sobre armazenamento em albufeiras e propõe a exclusão deste parâmetro do indicador.

#### DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A ERSE toma boa nota das propostas de novos indicadores apresentados pelos participantes na consulta, ainda que, em alguns casos, nos termos detalhados abaixo, não considere oportuna a sua adoção.

Sobre a introdução de um novo indicador de contabilização do máximo das potências médias de 15 minutos do diagrama agregado de todos os CEME abastecidos por cada operador de rede, conforme proposto pelo Conselho Consultivo, importa referir que o RME prevê que a EGME envie à ERSE informação, em particular relativa à energia elétrica ativa registada nos pontos de carregamento, discriminada por períodos de 15 minutos e por CEME <sup>24</sup>.

Tendo em conta a informação já solicitada e a própria natureza do indicador (mais próximo do setor da mobilidade elétrica), opta-se por não o considerar no âmbito deste exercício.

Relativamente à criação de um indicador que relacione a flexibilidade contratada de tecnologias de armazenamento e veículos elétricos face à necessária nos pontos de rede de maior congestionamento, conforme proposta da Coopérnico, o indicador E2 <sup>25</sup> proposto pela ERSE na consulta já relaciona estas variáveis. Assim, a ERSE decidiu não adicionar o indicador proposto.

---

<sup>23</sup> Capacidade instalada em armazenamento.

<sup>24</sup> Artigo 80.º do RME.

<sup>25</sup> Potência ativa contratada em serviços de flexibilidade.

Relativamente à proposta da DECO de criação de um indicador que dê informação sobre a atividade/utilização dos pontos de carregamento, a ERSE considera também tratar-se de informação a enquadrar no âmbito do RME e não no presente conjunto de indicadores. Refere-se, a propósito, que a ERSE deverá ponderar e utilizar, no seu relatório periódico, indicadores complementares aos aprovados na presente consulta.

Em relação ao indicador G1 <sup>26</sup> proposto pela ERSE, este tinha efetivamente como objetivo caracterizar os pontos de entrega relativos a pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e não a evolução dos pedidos de ligação à rede de pontos de carregamento. A ERSE aceita a proposta da E-REDES de contabilizar neste indicador apenas os pontos de entrega associados à mobilidade elétrica e não os pontos de carregamento.

Relativamente ao indicador G2 <sup>27</sup>, a ERSE clarificou a descrição das variáveis, incluindo a obtenção da medida da potência ativa, e o nome foi adaptado tendo em conta o seu objetivo.

Sobre a criação de um novo indicador com o volume de capacidade com restrições que foi atribuído a projetos de energias renováveis, mediante a utilização de armazenamento, conforme proposto pela Coopérnico, sublinha-se a importância do controlo dos diversos recursos distribuídos (de produção, armazenamento ou flexibilidade do consumo) para gerir congestionamentos, no que este concorre para ajudar o sistema elétrico e aumentar a integração de energias renováveis. Numa gestão integrada destes recursos, como por exemplo em comunidades de energia, as limitações da rede podem ser ultrapassadas. Este tipo de soluções poderá ser materializado através de incentivos adequados à prestação destes serviços. A ERSE opta por não incluir o indicador proposto, tomando nota da importância de promover esta dinâmica através de soluções regulamentares.

Relativamente à proposta da Coopérnico de um indicador para aferir a produção renovável, em cada nível de tensão e a respetiva taxa de crescimento, importa referir os trabalhos atualmente em curso de desenvolvimento de balanços de energia mais detalhados e com vista a identificar as novas dinâmicas do sistema elétrico. Trata-se de informação que poderá ser considerada para efeitos de elaboração do relatório das redes inteligentes. Neste quadro, e pelas razões referidas, a ERSE decide não implementar o indicador proposto.

---

<sup>26</sup> Número de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

<sup>27</sup> Fator de simultaneidade entre a carga local e os consumos dos PCVE.

Sobre a proposta de adicionar um indicador relativo à percentagem de consumo satisfeito a partir de autoconsumo, importa referir que a ERSE já recolhe múltiplos indicadores de autoconsumo, no âmbito do Regulamento do Autoconsumo (RAC) <sup>28</sup>, entre os quais se encontram a potência instalada em autoconsumo por nível de tensão e a energia excedente injetada na rede <sup>29</sup>. São ainda recolhidos outros indicadores relacionados com a partilha de energia em autoconsumo. Pelos motivos identificados, a ERSE opta por não incluir o indicador proposto.

No que respeita à proposta da EDP e da EDP Comercial, de avaliar o indicador G3 <sup>30</sup> em termos relativos (em comparação com os valores de potência solicitados para ligação), a alteração proposta resultaria num indicador distinto que quantificaria o tempo de execução das ligações à rede de nova potência prevista. Ora, o indicador G3 visa quantificar e qualificar a potência ativa instalada de produção renovável nas redes, em cada nível de tensão. Para efeitos da desagregação por fonte primária identificada, devem ser consideradas as previstas na alínea hh) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

Em relação à proposta da DECO para um novo indicador abrangendo contadores inteligentes com capacidade de contabilizar o excedente injetado na rede, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a obrigação de instalação de contadores inteligentes e integração em rede inteligente em todas as instalações de consumo BTN até ao final de 2024. Estes contadores permitem a medição nos dois sentidos, consumo da rede e injeção na rede. Importa ainda referir que a energia excedente de autoconsumo é contabilizada como o saldo quarto-horário entre o consumo e a energia injetada na rede, correspondendo a um valor identificado para faturação, mas não correspondente ao valor medido. Pelos motivos evidenciados a ERSE decide não adicionar este indicador.

No que respeita à rejeição de energia renovável devido a restrições emitidas pelo operador, indicador G4 <sup>31</sup>, existe a possibilidade de o operador de rede dispor de outros métodos de determinação de energia renovável em casos de interrupções longas, como por exemplo, a informação sobre a disponibilidade do recurso renovável, a potência de restrição aplicada ou outros indicadores comunicados pelo produtor aos centros de controlo do operador, incluindo os métodos de verificação do cumprimento de instruções.

---

<sup>28</sup> Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho.

<sup>29</sup> Artigo 38.º, n.ºs 1 e 2 do RAC.

<sup>30</sup> Potência ativa instalada de produção renovável.

<sup>31</sup> Rejeição de energia renovável devido a restrições emitidas pelo operador.

Encontrando-se disponível, esta informação pode ser tida em conta para cálculo do indicador melhorando a aproximação. Neste indicador importam as limitações não programadas impostas pelos operadores e não as decorrentes do funcionamento dos mercados, incluindo a prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade. Neste contexto, a ERSE clarificou a forma de cálculo do indicador G4.

De forma simples, a pretensão do indicador G5 <sup>32</sup> era comparar, em cada nível de tensão, a geração renovável e o consumo. Tendo em conta os comentários recebidos, entende-se que a implementação do indicador teria de considerar algumas simplificações com impacte no objetivo. Por outro lado, a ERSE recebe atualmente informação anual nos balanços de energia, no âmbito do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, que permite aferir as entradas e saídas de energia da rede, para além da produção e do consumo. Existe assim, um risco de sobreposição da informação pedida no balanço de energia e este indicador. Tendo em conta a natureza do indicador, a informação recebida no balanço de energia e a informação prevista receber nos indicadores propostos, a ERSE eliminou este indicador, tomando nota dos contributos recebidos para evolução futura.

A contribuição do armazenamento para a flexibilidade do sistema elétrico torna-se especialmente relevante tendo em conta novas oportunidades de crescimento ao nível do armazenamento autónomo ligado à rede, do armazenamento distribuído em veículos elétricos e do armazenamento *behind-the-meter* localizado junto ao consumo, em particular nas instalações de utilização ou de produção. A caracterização pretendida pelo indicador G6 <sup>33</sup> tem como alvo as instalações de armazenamento autónomas ou integradas noutras instalações, do conhecimento do operador de rede, que tenham possibilidade de injeção na rede. No caso das hídricas, contabilizam-se apenas as centrais com bombagem. No que respeita à capacidade de armazenamento das albufeiras, quando os valores não sejam do conhecimento do operador, devem ser consideradas as capacidades de consumo e de injeção, identificando a tipologia. Neste indicador foram clarificadas as unidades.

---

<sup>32</sup> Rácio entre a energia injetada na rede e energia saída da rede.

<sup>33</sup> Capacidade instalada em armazenamento.

## 2.2.8 PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO AOS UTILIZADORES DA REDE

### PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Em linha com o estabelecido no n.º 2 do art.º 10.º do ROR, a proposta submetida a consulta pela ERSE incluiu indicadores de desempenho no âmbito da prestação de informação aos utilizadores.

Em concreto, foram propostos os novos indicadores H1, “Acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção”, de aplicação exclusiva às regiões autónomas dos Açores e da Madeira, uma vez que em Portugal continental, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor, essa disponibilização é obrigatória, e H2, “Utilização de plataformas de dados abertos”. Adicionalmente, a ERSE propôs avaliar o desempenho desta dimensão com recurso a um indicador já existente, estabelecido no RQS, H3, “Disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes, pelo operador de rede aos comercializadores”.

### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Foram recebidos diversos comentários relativos à dimensão de prestação de informação, demonstrando a sua importância para os participantes na consulta.

Assim, em relação ao indicador H1, o CC, a EDP, a EDP Comercial e a DECO consideram importante a extensão da sua aplicação a Portugal continental, devendo, nessa medida, ser reportado por todos os respetivos operadores de rede.

No respeitante ao indicador H2:

- o CC e a Deco sugerem que seja complementado com indicadores que permitam monitorizar, por exemplo, o tempo médio de navegação na plataforma e ainda o tipo de conteúdos mais procurados;
- o CC entende que deve ser atribuído destaque à utilização de ferramentas de comparação, como estabelecidas no art.º 14.º da Diretiva 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade;
- a REN informou que considerará ao abrigo deste indicador as plataformas de dados abertos Datahub, site corporativo e App REN Energia.

Em relação ao indicador (já existente) H3, o CC entende 1) que não permite monitorizar tarifários dinâmicos, 2) que a expectativa dos clientes que aderem a estes tarifários é a de terem o seu consumo faturado em tempo real e 3) que é necessário que os dados reais sejam rececionados pelos comercializadores de forma a poderem faturar esses tarifários dinâmicos.

Finalmente, a Iberdrola sublinha a importância do acesso aos dados reais de consumo, de forma fiável, imediata e perene. Na ótica do cliente, a Iberdrola defende que os dados deveriam ser tornados firmes no prazo máximo de 5 dias e na ótica do comercializador defende que o fecho de carteiras tenha lugar em 30 dias. Adicionalmente, são propostos diversos novos indicadores contemplando, por exemplo, tempos médios de disponibilização de dados, percentagem de dados corrigidos ou percentagem de energia retificada. Por último, a Iberdrola considera necessário renomear a dimensão, com o objetivo de abranger também os comercializadores, sugerindo “Prestação de informação aos utilizadores da rede e ao seu comercializador”.

#### DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Sobre a extensão da aplicação do indicador H1 <sup>34</sup> a Portugal continental, cabe recordar que, como referido no documento justificativo da consulta, o quadro legal e regulamentar aplicável às redes inteligentes estabelece como obrigatória a disponibilização (online), pelos operadores das redes, dos diagramas de carga de consumo e de injeção, do histórico de leituras de consumo e de injeção e da potência tomada mensal. Daqui decorre que, a partir do reporte de indicadores relativo ao ano de 2025 <sup>35</sup>, a expectativa é a de que o indicador, para Portugal continental, assuma o valor de 100%, para todos os operadores de rede, para todos os níveis de tensão/fornecimento e para todos os tipos de instalação (com eventual exceção de um subconjunto de instalações de produção ao abrigo de regimes jurídicos anteriores ao atual).

Por outro lado, e como também mencionado no documento justificativo, o presente exercício (de definição de indicadores de desempenho das redes inteligentes) não deve servir propósitos de avaliação do grau de cumprimento do quadro legal ou regulamentar.

---

<sup>34</sup> “Acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção”, dado pela percentagem de utilizadores de rede com acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção, sob a forma de diagramas de carga e de histórico de leituras, face ao total de clientes, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN).

<sup>35</sup> Em Portugal continental, todas as instalações de clientes em BT devem estar integradas em rede inteligente até ao final de 2024; nos restantes níveis de tensão a obrigação de disponibilização desta informação existe há já muitos anos, designadamente, nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Ainda assim, considerando os comentários recebidos, a incidência do primeiro reporte nos anos de 2023 e 2024 e o referido quadro particular aplicável a algumas instalações de produção, a ERSE acolheu a sugestão apresentada e integrou os operadores de rede de Portugal continental no conjunto dos operadores de rede aos quais se aplica o dever de reporte deste indicador.

Em relação à sugestão apresentada pelo CC e pela Deco de complementar o indicador H2 <sup>36</sup> com outros que permitam, por exemplo, monitorizar o tempo médio de navegação na plataforma ou o tipo de conteúdos mais procurados, a ERSE, concordando com a mais valia desse tipo de indicadores, sublinha a importância da adoção de um conjunto de indicadores com dimensão limitada, mas também, e tanto quanto possível, que sejam de implementação simples, não obrigando a grandes desenvolvimentos e investimento por parte dos operadores. Neste quadro, ponderados os aspetos referidos, a ERSE acolheu parcialmente a sugestão, estabelecendo um novo indicador, H3 <sup>37</sup>, nos seguintes termos:

- “Duração média das sessões de navegação” – indicador calculado, para cada plataforma de dados abertos, como o quociente entre o somatório da duração de todas as sessões de navegação e o número total de sessões de navegação.

A resposta ao comentário do CC relativo à utilização de ferramentas de comparação, tem lugar por remissão geral para o ponto 2.1.4 do presente documento, uma vez que se trata de informação externa aos operadores de rede. Não obstante, no caso concreto da ferramenta de comparação de preços disponibilizada pela ERSE, como enquadrada no artigo 184.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, importa dar nota de que a ERSE monitoriza internamente o acesso ao seu site <sup>38</sup>, sendo sua preocupação permanente a disponibilização de conteúdos atualizados, com recurso a uma linguagem simples e clara, de modo a abranger o maior número possível de consumidores.

Relativamente aos comentários do CC acerca do indicador H3 <sup>39</sup>, no sentido de que este indicador não permite monitorizar tarifários dinâmicos, é importante referir que o foco deste indicador, como estabelecido no RQS e assumido no quadro da [Consulta Pública n.º 113](#), é a faturação do acesso às redes

---

<sup>36</sup> “Utilização de plataformas de dados abertos”, medido, para cada plataforma de dados abertos, através do número anual de visitantes únicos.

<sup>37</sup> Recorde-se que a proposta submetida a consulta integrava um indicador H3, “Disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes, pelo operador de rede aos comercializadores”, já existente ao abrigo do RQS. Face à introdução do novo indicador, este indicador já existente passa a designar-se por H4, nos termos da tabela final que se apresenta neste relatório.

<sup>38</sup> Em concreto, com recurso aos serviços *Google Analytics* e *Siteimprove*.

<sup>39</sup> “Disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes, pelo operador de rede aos comercializadores”, dado pelo quociente entre o número de faturas emitidas pelo operador com estimativas e o número total de faturas emitidas pelo operador.

(se possível, sem recurso a estimativas). Nessa medida, o desempenho do operador é avaliado em função da sua capacidade para disponibilizar dados reais para faturação do acesso às redes (de acordo com as opções tarifárias existentes). Esta circunstância não exime, obviamente, o operador de rede de disponibilizar aos comercializadores toda a informação de consumo necessária para que estes possam faturar os seus clientes, incluindo, naturalmente, os casos de contratação de oferta comercial indexada ou a preços dinâmicos, como aliás sucede há muitos anos no segmento não-BTN. Reconhece-se, contudo, que um desempenho ótimo do operador de rede à luz deste indicador pode não significar ausência de estimativas na faturação aos clientes finais com este tipo de contratos (ou acolhidos ao regime de autoconsumo, ou de mobilidade elétrica), por força da sua maior desagregação temporal face às opções tarifárias de acesso às redes atualmente disponíveis (de forma sucinta, no que respeita ao acesso às redes, estão em causa leituras de valores acumulados e, no que respeita a tarifários avançados, estão em causa diagramas de carga). À data de hoje, contudo, essas instalações constituem uma pequena minoria, pelo que a disponibilização de dados reais de consumo agregados por período horário (pelos operadores aos comercializadores) garante, em larga medida, um processo de faturação (pelos comercializadores aos clientes) sem estimativas.

Por último, em relação aos comentários apresentados pela Iberdrola, constata-se que, vários deles, incidem em regras regulamentares (estabelecidas, em concreto, no RRC), e não exatamente em indicadores de desempenho. São disso exemplo os comentários relativos ao período para apuramento definitivo de dados (que se sugere ser de cinco dias, em vez do atual período para fecho de carteiras) ou ao período para fecho de carteiras (defendendo-se 30 dias em vez dos atuais seis meses). Apesar de tomar boa nota destes comentários, a ERSE considera que os mesmos se encontram fora do âmbito desta consulta, recordando que o quadro regulamentar vigente foi objeto de profunda e recente revisão, na sequência da Consulta Pública n.º 113.

Por outro lado, em relação aos novos indicadores propostos pela Iberdrola, e não deixando a ERSE de reconhecer a sua pertinência, reitera-se o propósito de aprovar um conjunto limitado de indicadores de desempenho para avaliação no quadro específico deste exercício aplicado às redes inteligentes. Não obstante, dá-se nota de ser intenção da ERSE o lançamento, previsivelmente ainda durante o ano de 2024, de uma consulta pública para reformulação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados <sup>40</sup>. Este Guia integra, no Capítulo VII, um conjunto de indicadores de atividade, que será revisitado neste

---

<sup>40</sup> Aprovado pela [Diretiva n.º 5/2016](#), de 26 de fevereiro.

processo e, sem prejuízo da concreta participação da Iberdrola nessa consulta, os indicadores agora propostos serão tidos em conta pela ERSE.

Finalmente, e acerca da sugestão de renomeação desta dimensão, apresentada também pela Iberdrola, faz-se notar que essa designação é coincidente com a estabelecida no art.º 10.º do ROR, que se constitui como respetiva norma habilitante. Esta formalidade não prejudica, contudo, a adoção de indicadores abrangendo intervenientes distintos dos utilizadores da rede. Aliás, tal sucede efetivamente para os indicadores H2 a H4, este último, em particular, respeitante à relação entre operador de rede e comercializador.

### 2.2.9 CIBERSEGURANÇA

#### PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

No domínio da avaliação da cibersegurança, um aspeto importante para a integridade e funcionamento das redes elétricas, a ERSE propôs o reporte de cinco indicadores de desempenho pelos operadores das redes, concretamente: I1 “taxa de deteção de intrusões”, I2 “tempo médio de resposta a ameaça cibernética”, I3 “número de vulnerabilidades corrigidas”, I4 “número de incidentes de cibersegurança” e I5 “percentagem de investimentos em cibersegurança”.

#### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta da ERSE sobre os indicadores apresentados para a dimensão da cibersegurança recebeu comentários do CC, da EDA, da E-REDES e da REN.

O CC, a E-REDES e a REN entendem que os indicadores a reportar neste âmbito devem ser previamente alinhados entre a ERSE e o Centro Nacional de Cibersegurança (CNCS), visto que os operadores de rede já reportam anualmente diversa informação ao CNCS ao abrigo do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º [65/2021](#), de 30 de julho.

Por sua vez, a EDA e a E-REDES solicitam que seja clarificado o âmbito sobre o qual incidem os indicadores, nomeadamente, se se referem à segurança da rede inteligente integrada na rede elétrica ou se à segurança dos sistemas centralizados nas infraestruturas de tecnologias de informação.

No que respeita ao indicador I1 “Taxa de deteção de intrusões”, foram apresentados os seguintes comentários:

- a) a E-REDES apresenta duas perspetivas distintas sobre a aplicação deste indicador: 1) por um lado, refere que o detalhe previsto para este indicador parece remeter para a taxa de incidentes de intrusão que os sistemas da E-REDES são capazes de identificar com sucesso face ao total de incidentes num determinado ano, sendo neste caso a informação em causa já reportada através da proposta de indicador I4, seguindo a taxonomia nacional prevista no artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 65/2021, de 30 de julho; 2) por outro lado, em alternativa, sugere que este indicador seja monitorizado através do mecanismo previsto no n.º 3 do artigo 4.º do ROR, o qual prevê que os operadores de redes devem dar conhecimento à ERSE de qualquer acesso ilegítimo ou não autorizado do exterior aos seus sistemas;
- b) a REN solicita a clarificação dos conceitos utilizados no detalhe do indicador, nomeadamente o que se entende por “incidentes de intrusão que o sistema de deteção foi capaz de identificar com sucesso”, bem como por “número total de incidentes num determinado ano”.

Relativamente ao indicador I2 “Tempo médio de resposta a ameaça cibernética”, a E-REDES e a REN consideram que deve ser explicitado o conceito de resposta a um incidente. Os referidos operadores de rede entendem que este conceito pode ser interpretado de várias formas, podendo consistir no tempo para resolução total do incidente (*Mean Time to Resolve*) ou no sentido adotado pela *NIST Cybersecurity Framework*, segundo o qual a fase de resposta abrange apenas a contenção do incidente e não a recuperação. Adicionalmente, a E-REDES entende que deve ser clarificado o conceito de ameaça cibernética referido pela ERSE.

Sobre o indicador I3 “Número de vulnerabilidades corrigidas”, a E-REDES sugere que este indicador se aplique a um conjunto restrito de ativos, como por exemplo ativos expostos à internet que já são atualmente abrangidos pelo reporte que é feito anualmente ao CNCS no âmbito do Decreto-Lei n.º 65/2021, e a vulnerabilidades que apresentem um nível alto de criticidade de acordo com as escalas previstas na regulamentação relativa a cibersegurança. A REN refere ainda que deverão ser excluídos do indicador ativos em subestações.

No que respeita ao indicador I4 “Número de incidentes de cibersegurança”, a E-REDES e a REN propõem que seja utilizada a taxonomia nacional de classificação de incidentes de cibersegurança, que também é utilizada no âmbito do relatório anual submetido ao CNCS.

Finalmente, os comentários recebidos da E-REDES e da REN sobre o indicador 15 “Percentagem de investimentos em cibersegurança” vão no sentido de tornar claro se o indicador deve incluir apenas informação sobre investimento ou se deve abranger também custos operacionais.

#### DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em primeiro lugar, a ERSE realça que, a nível da UE e no âmbito nacional, atual legislação aplicada à temática da cibersegurança já confere um conjunto de obrigações aos operadores de rede.

A nível europeu, o primeiro código de rede da UE sobre cibersegurança para o setor elétrico, aprovado pelo Regulamento Delegado (UE) [2024/1366](#), da Comissão, de 11 de março de 2024, marca um avanço significativo no aumento da resiliência cibernética das infraestruturas e serviços energéticos vitais da UE. Este regulamento prevê que a ACER, em cooperação com a ENISA e com o apoio da REORT para a Eletricidade e da entidade ORDUE, deve emitir indicadores de desempenho não vinculativos para a avaliação da fiabilidade operacional relacionados com os aspetos de cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade.

No âmbito nacional, o Decreto-Lei n.º 65/2021, de 30 de julho, que regulamenta o regime jurídico da segurança do ciberespaço e define as obrigações em matéria de certificação da cibersegurança, prevê no n.º 1 do artigo 6.º, que as entidades devem elaborar e manter atualizado um inventário de todos os ativos essenciais para a prestação dos respetivos serviços. Por sua vez, o artigo 4.º do Regulamento n.º [183/2022](#), de 21 de fevereiro, que configura instrução técnica relativa a comunicações entre as entidades e o CNCS, refere o que se entende por “ativo” <sup>41</sup>, no âmbito da cibersegurança, e indica a informação que cada entidade deve incluir no inventário sobre cada ativo, para posterior envio ao CNCS.

Neste contexto, a ERSE esclarece que os indicadores de cibersegurança se aplicam ao conjunto de ativos reportados no âmbito do Decreto-Lei n.º 65/2021, onde se incluem equipamentos expostos à internet e que componham a rede inteligente integrada na rede elétrica, bem como as infraestruturas de tecnologias de informação.

Na sequência dos comentários apresentados sobre o indicador I1, a ERSE reconhece que este indicador não deve ser integrado na tabela de indicadores prevista na versão final da diretiva, não só porque o

---

<sup>41</sup> Entende-se por «Ativo» todo o sistema de informação e comunicação, os equipamentos e os demais recursos físicos e lógicos considerados essenciais, geridos ou detidos pela entidade, que suportam, direta ou indiretamente, um ou mais serviços.

detalhe de informação solicitado é ambíguo e não traduz a definição do indicador, mas também porque, optando pela sua simplificação, a informação em causa já seria reportada através do indicador I4.

Em relação ao indicador I2, a ERSE clarifica que o tempo de resposta a um incidente de cibersegurança corresponde apenas ao período de tempo que é despendido por um operador de rede para conter o incidente.

Ainda sobre o indicador I2, a ERSE esclarece que o conceito de ameaça cibernética deve ser interpretado de acordo com a definição estabelecida no ponto 8 do artigo 2.º do Regulamento (UE) 2019/881, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, relativo à Agência da União Europeia para a Cibersegurança e à certificação da cibersegurança das tecnologias da informação e comunicação. A referida disposição regulamentar define “ciberameaça” como sendo uma circunstância, um evento ou uma ação, potencialmente suscetíveis de lesar, perturbar ou ter qualquer outro efeito negativo sobre as redes e os sistemas de informação, os seus utilizadores e outras pessoas. Complementarmente, de acordo com o artigo 10º do Decreto-Lei n.º 65/2021, de 30 de julho, a identificação das ameaças <sup>42</sup> pode incluir, designadamente as categorias de: i) falha de sistema; ii) fenómeno natural; iii) erro humano; iv) ataque malicioso; v) falha no fornecimento de bens ou serviços por terceiro.

Relativamente ao indicador I3, a ERSE esclarece que o indicador se aplica não só a ativos expostos à internet (e que, no caso dos operadores de rede classificados com operadores de serviços essenciais, já são atualmente abrangidos pelo reporte que é feito anualmente ao CNCS, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 65/2021), mas também a vulnerabilidades que apresentem um nível alto de criticidade, de acordo com as escalas previstas na regulamentação relativa a cibersegurança.

Relativamente aos comentários recebidos da E-REDES e da REN sobre o indicador I4, a ERSE concorda que a taxonomia de classificação de incidentes de cibersegurança deve estar alinhada com a legislação publicada no domínio da cibersegurança, devendo para o efeito ser usada a taxonomia prevista no artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 65/2021, de 30 de julho.

Finalmente, no que respeita ao indicador I5 <sup>43</sup>, a ERSE concorda com os comentários apresentados, tendo alterado a designação do referido indicador para “Percentagem de custos totais em cibersegurança”,

---

<sup>42</sup> <https://www.cncs.gov.pt/docs/guia-de-gestao-dos-riscos11.pdf>.

<sup>43</sup> Indicador I5 “Percentagem de custos totais em cibersegurança”, dado pelo quociente entre os custos totais na área da cibersegurança (englobando os custos de CAPEX e OPEX nesta temática) e os custos totais realizados num determinado ano, com detalhe por custos de prevenção e de reação.

tornando assim claro que devem ser englobados os custos totais, nomeadamente OPEX e CAPEX, incorridos pelo operador de rede num determinado ano. A ERSE clarifica ainda a necessidade de desagregação do indicador I5 em prevenção (medidas e controlos preventivos que visem mitigar o risco), e em reação (medidas de deteção e resposta a incidentes, considerando que as medidas preventivas aplicadas não tiveram sucesso).

## 2.2.10 ECONÓMICA

### PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta de indicadores económicos pretende iniciar o acompanhamento dos impactos económicos nas redes de transporte e de distribuição, resultantes da evolução tecnológica associada ao novo paradigma das redes inteligentes. Para este fim, propõe-se o início da recolha de informação que permita a monitorização da partilha dos custos e benefícios da digitalização entre os consumidores e os vários operadores de rede, o que trará uma maior transparência ao processo de desenvolvimento de redes inteligentes. Desta forma, a ERSE propôs um conjunto de indicadores para avaliar o estado de desenvolvimento das redes inteligentes numa perspetiva económica, assim como os custos e alguns benefícios que lhes possam estar associados. Neste sentido, os indicadores de carácter económico sobre o desenvolvimento das redes inteligentes propostos pela ERSE foram divididos em três grupos: (i) vida útil dos contadores inteligentes, (ii) custos de integração de uma rede inteligente e (iii) custos de investimento evitados e/ou diferidos em resultado de soluções alternativas suportadas pelas potencialidades das redes inteligentes. Relativamente ao terceiro grupo, a ERSE apresentou proposta de um conjunto de indicadores económicos associados aos benefícios decorrentes do novo paradigma de gestão flexível das redes. O objetivo destes indicadores é o de apoiar a avaliação dos benefícios decorrentes da adoção de soluções alternativas suportadas pelas redes inteligentes, em coerência com a metodologia de análise custo-benefício que vier a ser aprovada pela ERSE <sup>44</sup>. Na presente consulta pública, optou-se por apenas apresentar conceptualmente os indicadores económicos que a ERSE pretenderá monitorizar neste âmbito.

---

<sup>44</sup> Ao abrigo do artigo 24.º do RARI.

## COMENTÁRIOS RECEBIDOS

No contexto do conjunto de indicadores económicos associados à avaliação de custos e benefícios decorrentes da adoção de soluções alternativas de flexibilidade suportadas pelas redes inteligentes face às soluções convencionais (Tabela 3-10 do documento justificativo da consulta pública), a Coopérnico revê-se na abordagem e racional dos indicadores propostos, destacando a pertinência da introdução de critérios de planeamento que utilizem a flexibilidade como solução de problemas de congestionamento ao nível das redes de distribuição.

No que respeita aos indicadores económicos, a EDA refere a impossibilidade do reporte relativamente ao “coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes” (indicador J1 da Tabela 10 do Anexo à proposta de Diretiva), para o ano de 2023, uma vez que os aparelhos com características que possibilitam a telecontagem não estão integrados num sistema inteligente, sendo registados no imobilizado da empresa da mesma forma dos restantes. Refere, no entanto, que serão adotados os procedimentos necessários para que essa informação possa ser disponibilizada para o ano de 2024. Adicionalmente, sobre a “percentagem de investimento alocado ao desenvolvimento de redes inteligentes” (indicador J3) e o “custo unitário de leitura de contadores no local” (indicador J4), solicita que se esclareça se a base é o investimento realizado em cada ano ou o imobilizado em exploração. Por fim, e relativamente aos indicadores J4 e J5, a EDA refere uma incoerência entre o detalhe apresentado para os indicadores e as respetivas unidades, sugerindo que o indicador J4 seja definido como EUR/leitura e o indicador J5 seja definido como EUR/contador.

Ainda no que respeita ao “coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes” (indicador J1), a EDP e a EDP Comercial entendem que a proposta não clarifica porque é que a percentagem de amortização acumulada de contadores inteligentes, face ao valor de imobilizado bruto destes equipamentos reflete o desempenho de uma rede inteligente, já que depende essencialmente do momento em que iniciou o *rollout*. No que respeita ao “Custo unitário de leitura de contadores no local” (indicador J4), a EDP e a EDP Comercial entendem que não deveria ser apenas o quociente entre o custo total de leituras locais dos contadores e o número de leituras locais, mas sim o diferencial do custo total de leituras locais vs. remotas, no total de leituras locais. O mesmo foi referido para o “Custo unitário de outras operações locais” (indicador J5), mas com as devidas adaptações.

Relativamente ao “Custo total de investimento por instalação integrada nas redes inteligentes” (indicador J2), a E-REDES dá nota de que o atual detalhe disponível, em termos de informação financeira agregada, relativa a ativos de contagem, não permite distinguir entre equipamentos de medição inteligente

integrados e não integrados em rede inteligente, pelo que o apuramento dos respetivos valores obrigará a um tratamento individualizado. A E-REDES realça ainda que, em cenário cruzeiro, com a totalidade das instalações integradas em rede inteligente, será possível considerar, para efeitos deste indicador, a totalidade das classes de ativos relativas a equipamentos de medição inteligente, deixando de ser necessário apurar o valor de forma individualizada. Adicionalmente, a E-REDES considera que a versão final do diploma deve explicitar quais as naturezas de despesas a considerar no apuramento deste indicador, na medida em que, de acordo com a análise efetuada, algumas das naturezas indicadas são consideradas despesas de exploração e não de investimento, como é o caso dos custos de comunicação e de serviço ao cliente.

Por fim, a E-REDES solicita a clarificação do cálculo da “Percentagem de investimento alocado ao desenvolvimento de redes inteligentes” (indicador J3), nomeadamente, se o valor a considerar para efeitos deste indicador deverá ser o valor bruto ou o valor líquido contabilístico. Adicionalmente, considera que deve ser clarificado se o valor a reportar deverá incluir a componente não regulada da fibra ótica escura (informação esta que é incluída no reporte anual de contas reguladas reais).

#### **DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS**

Regista-se o comentário favorável da Coopérnico sobre a introdução de indicadores para a avaliação dos benefícios decorrentes da adoção de soluções alternativas suportadas pelas redes inteligentes, que nesta consulta pública foram apresentados apenas de forma conceptual. Estes indicadores serão concretizados em consonância com a metodologia de análise custo-benefício a aprovar futuramente pela ERSE ao abrigo do artigo 24.º do RARI, como referido no ponto 2.2.1 deste documento, dada a ligação ao tema do planeamento de rede.

Para efeitos de resposta aos comentários recebidos, adota-se, de seguida, a ordem dos indicadores propostos pela ERSE.

Relativamente às questões identificadas pela EDP e pela EDP Comercial sobre o “coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes” (indicador J1), a ERSE esclarece que a percentagem de amortização acumulada de contadores inteligentes, face ao valor de imobilizado bruto destes equipamentos, traduz a idade contabilística destes ativos permitindo antecipar uma necessidade de substituição dos mesmos. Uma vez que, à data, não existe um indicador económico que monitorize a vida útil contabilística destes equipamentos, a ERSE considera pertinente a sua recolha, mesmo que não seja um indicador que meça propriamente o desempenho, pela sua relevância para antever os impactos

económicos. Relativamente à incapacidade técnica identificada pela EDA para reportar este indicador para o ano de 2023, a ERSE compreende a dificuldade identificada e concorda com o início do seu reporte a partir do ano de 2024.

Sobre a identificação da natureza das despesas, referida pela E-REDES, a considerar no apuramento do “Custo total de investimento por instalação integrada nas redes inteligentes” (indicador J2), a ERSE esclarece que os investimentos devem refletir todos os custos de investimento necessários ao funcionamento das redes inteligentes, tais como os exemplificados na Tabela 10 do anexo à Diretiva, não incluindo gastos de exploração.

No que se refere à “Percentagem de investimento alocado ao desenvolvimento de redes inteligentes” (indicador J3), a ERSE esclarece que este indicador pretende medir o acumulado ao longo do tempo de investimento realizado em redes inteligentes, pelo que deverá ser considerado o imobilizado bruto em exploração. No que respeita à inclusão da componente não regulada da fibra ótica escura, identificada pela E-REDES, a ERSE esclarece que no cálculo deste indicador não deve ser considerado qualquer ativo não regulado.

Sobre o comentário da EDA relativamente aos investimentos realizados em redes inteligentes, nomeadamente se dizem respeito ao investimento realizado em cada ano, ou se são relativos a imobilizado em exploração, a ERSE considera que a EDA se refere aos indicadores J2 e J3, e não aos indicadores J3 e J4 (como referido no seu comentário). Admitindo esta interpretação, a resposta a este comentário é a apresentada acima para o comentário da E-REDES, ou seja, refere-se ao imobilizado bruto em exploração. De modo a clarificar que os indicadores J2 e J3 se referem ao imobilizado bruto em exploração, os seus nomes foram alterados para “J2. Valor médio de imobilizado bruto por instalação integrada nas redes inteligentes” e “J3. Percentagem de imobilizado bruto alocado ao desenvolvimento de redes inteligentes”, tendo as descrições sido alteradas em conformidade.

O indicador relativo ao “Custo unitário de leitura de contadores no local” (indicador J4) pretende acompanhar este custo, com o evoluir da instalação e integração dos contadores inteligentes em Portugal. Este indicador é aplicável a todos os operadores de rede de distribuição em Portugal e sendo a realidade do processo de instalação de contadores inteligentes distinta entre Portugal continental e as regiões autónomas, o acompanhamento económico deste processo é indispensável. Por outro lado, ao quantificar o custo de leitura no “local”, a ERSE considera que a sua definição e interpretação é mais fácil do que a proposta da EDP e da EDP Comercial, de medir o diferencial entre o custo total de leituras locais e as leituras remotas, uma vez que a determinação do custo da leitura remota implica pressupostos no seu cálculo. O

benefício da leitura remota, referido pela EDP e pela EDP Comercial, ou seja, o diferencial de custos, vai sendo internalizado nos custos de operação do operador de rede, à medida que o parque de contadores inteligentes integrados aumenta e o número de leituras locais diminui. Por estas razões, a ERSE mantém a sua proposta de indicador J4, por ser mais simples e de mais fácil interpretação do que o indicador proposto pela EDP e pela EDP Comercial em particular por minimizar os pressupostos para o seu cálculo. Estas razões justificam igualmente a definição do “Custo unitário de outras operações locais” (indicador J5), com as devidas adaptações.

Ainda no que se refere ao indicador J4 e atendendo ao comentário da EDA no que respeita à coerência entre a unidade definida para este indicador e a sua descrição, a ERSE concorda com a proposta apresentada e vai alterar a sua unidade em conformidade, de EUR/ano/CPE para EUR/leitura. Da mesma forma, mas relativamente ao indicador J5, a ERSE concorda com o comentário da EDA e a unidade deixará de ser EUR/ano/CPE e passará a ser EUR/CPE.

### **2.3 SÍNTESE DOS INDICADORES APROVADOS**

Na Tabela 2-1 são apresentados, de forma sistematizada, os indicadores de desempenho das redes inteligentes aprovados pela ERSE na sequência desta consulta pública, identificando-se, para cada indicador 1) a respetiva dimensão, 2) o identificador e o nome, 3) o detalhe do indicador, 4) a respetiva unidade, 5) a desagregação e 6) os operadores de rede aos quais se aplica o reporte.

Tabela 2-1 – Listagem dos indicadores aprovados pela ERSE

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
<b>A. PLANEAMENTO DA REDE</b>				
A1. Estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais	Quociente entre a potência associada a estudos de rede em que tenham sido utilizados diagramas de carga reais, face à potência envolvida no total de estudos de rede realizados, com detalhe por nível de tensão (MAT, AT, MT e BT)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
A2. Pedidos de ligação à rede analisados com base em diagramas de carga reais	Quociente entre a potência associada à análise de pedidos de ligação à rede com recurso a diagramas de carga reais sobre a utilização da rede previamente à ligação, face à potência envolvida no total de pedidos de ligação à rede analisados, com detalhe por nível de tensão de ligação (MAT, AT, MT e BT)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
A3. Disponibilização de capacidade com restrições	Média trimestral, do quociente entre a capacidade com restrições disponibilizada a instalações de produção ou armazenamento autónomo ao longo do trimestre, face à capacidade firme atribuída e não ligada, no início do trimestre, com detalhe por subestação e por nível de tensão (MAT, AT e MT)	%	Trimestral Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM
A4. Atribuição de capacidade com restrições	Quociente entre o somatório da capacidade com restrições atribuída a instalações de produção ou armazenamento autónomo, face ao total da capacidade atribuída no mesmo período, com detalhe por subestação e por nível de tensão (MAT, AT e MT)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM
<b>B. OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE</b>				
B1. Elementos de rede com observabilidade em tempo real ou quase real	Percentagem de elementos de rede com monitorização à distância em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede existentes, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) linhas aéreas e cabos subterrâneos; iii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT)	%	Valor no final do ano Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
B2. Elementos de rede com observabilidade não em tempo real ou quase real	Percentagem de elementos de rede com monitorização à distância não em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede existentes, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) linhas aéreas e cabos subterrâneos; iii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT)	%	Valor no final do ano Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
B3. Instalações ligadas à rede com observabilidade em tempo real ou quase real	Percentagem de instalações ligadas à rede com monitorização à distância em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
B4. Instalações ligadas à rede com observabilidade não em tempo real ou quase real	Percentagem de instalações ligadas à rede com monitorização à distância não em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
B5. Controlabilidade dos elementos de rede	Percentagem de elementos de rede controláveis à distância em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
B6. Controlabilidade para ligação ou desligação de instalações ligadas à rede	Percentagem de instalações ligadas à rede controláveis à distância pelo operador de rede para efeitos de ligação e desligação, em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
B7. Controlabilidade para modulação do consumo ou da injeção na rede de instalações ligadas à rede	Porcentagem de instalações ligadas à rede controláveis à distância direta ou indiretamente pelo operador de rede para efeitos de modulação do consumo ou da injeção na rede, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento autónomo; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
B8. Potência controlável para modulação do consumo ou da injeção na rede de instalações ligadas à rede	Quociente entre a potência controlável à distância direta ou indiretamente pelo operador de rede para efeitos de modulação do consumo ou da injeção na rede de instalações ligadas à rede, face à potência dessas instalações, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento autónomo; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN). No caso de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, a potência controlável deve ser aferida em relação à potência de ligação e, no caso de instalações de consumo, em relação à potência contratada.	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
<b>C. GESTÃO DE ATIVOS E PERDAS NAS REDES</b>				
C1. Taxa de falhas em transformadores com indisponibilidade imediata	Número médio de falhas com origem interna e com indisponibilidade imediata por transformador de potência, com detalhe por nível de tensão do enrolamento secundário (MAT, AT, MT e BT)		Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
C2. Defeitos por extensão de rede	Número médio de falhas com origem interna por 100 km de rede, e que requeiram a abertura de disjuntores ou seccionadores, com detalhe por nível de tensão (MAT, AT, MT e BT)		Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
C3. Representatividade do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos	Quociente entre o somatório do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos e o somatório do comprimento de todas as linhas aéreas existentes, calculado para cada nível de tensão (MAT, AT e MT)	%	Valor no final do ano Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM
C4. Desempenho da exploração de linhas aéreas com parâmetros dinâmicos	Quociente entre o somatório dos valores médios anuais dinâmicos de capacidade de transporte das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos e o somatório dos valores médios anuais de capacidade estáticos de capacidade de transporte das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos, para cada nível de tensão (MAT, AT e MT)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
C5. Taxa de perdas nas redes de distribuição	Calculado, para cada nível de tensão (AT, MT e BT), como a relação entre as perdas totais verificadas num determinado nível de tensão da rede de distribuição e a energia ativa medida à entrada (em percentagem)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
C6. Energia identificada por consumo indevido	Corresponde à identificação da apropriação indevida de energia, incluída nos respetivos autos emitidos durante o ano, pelo operador da rede de distribuição, com desagregação por nível de tensão/fornecimento (AT, MT, BTE, BTN)	MWh	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
<b>D. QUALIDADE DE SERVIÇO</b>				
D1. Taxa de ocorrências detetadas remotamente pela infraestrutura de redes inteligentes	Quociente entre o número total de ocorrências cuja deteção seja suportada em dados recolhidos remotamente da infraestrutura de redes inteligentes (em antecipação do eventual contacto por parte dos clientes afetados) e o número total de ocorrências verificadas na BT, num determinado ano	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORD BT, ORAA, ORAM
D2. Taxa de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica avaliadas com dados registados pelos contadores inteligentes	Quociente entre o número de reclamações avaliadas previamente pelo operador de rede com os dados de qualidade de energia elétrica registados pelo contador inteligente ou pelo controlador do transformador de distribuição na zona da instalação do reclamante e o número total de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica recebidas pelo operador de rede num determinado ano (em percentagem)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORD BT, ORAA, ORAM
<b>E. CONTRATAÇÃO E MOBILIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA E DE SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE</b>				
E1. Potência ativa instalada da produção renovável incluída no processo de resolução de restrições ou no mercado de serviços de sistema	Percentagem da potência ativa instalada da produção renovável incluída no processo de resolução de restrições ou no mercado de serviços de sistema	%	Valor no final do ano	ORNT
E2. Potência ativa contratada em serviços de flexibilidade	Potência ativa contratada em serviços de flexibilidade, discriminada por tipo de instalação (produção, consumo, armazenamento autónomo ou unidade agregada de múltiplos ativos nas categorias anteriores)	MW	Valor no final do ano	ORND, ORDBT, ORAA, ORAM

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
E3. Encargos com a regulação do sistema	Total de encargos com a regulação do sistema, não incluindo os custos e receitas para compensação de desvios, imputados aos agentes em desvio	k€	Anual	ORNT
E4. N.º de FSP ativos nos mercados de serviços de flexibilidade	N.º de FSP habilitados nos mercados de serviços de flexibilidade		Valor no final do ano	ORND, ORDBT, ORAA, ORAM
E5. Energia mobilizada em serviços de flexibilidade	Total de energia mobilizada (a subir e a descer) em serviços de flexibilidade, contabilizada <i>ex post</i> pelas metodologias de verificação e liquidação de cada serviço	MWh	Anual Por ilha nas regiões autónomas	ORND, ORDBT, ORAA, ORAM
E6. Encargos com a contratação de serviços de flexibilidade aos FSP	Encargos com a contratação de serviços de flexibilidade aos FSP, discriminados segundo o tipo de movimento financeiro (recebimento ou pagamento dos FSP)	k€	Anual Por ilha nas regiões autónomas	ORND, ORDBT, ORAA, ORAM
<b>F. COORDENAÇÃO ORT/ORD</b>				
F1. Registo das características técnicas e indisponibilidades das instalações de produção ligadas na RND	Existência e acesso coordenado a um registo das características técnicas, incluindo as paragens programadas, das instalações de produção ligadas na RND com potência instalada superior ou igual a 1 MW	Existe: S/N; Acesso: S/N; Informação sobre paragens: S/N	Valor no final do ano	ORND
F2. Registo de flexibilidade	Existência de um registo de recursos de flexibilidade do ORD e acesso coordenado do ORT a esse registo	Existência: S/N; Acesso: S/N	Valor no final do ano	ORND
F3. Registo de habilitação das instalações para os serviços de sistema e gestão de congestionamentos	Existência de um registo do ORT de instalações habilitadas para os serviços de sistema e gestão de congestionamentos e acesso coordenado do ORD a esse registo	Existência: S/N; Acesso: S/N	Valor no final do ano	ORNT

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
F4. Coordenação entre ORD e ORT para a definição de requisitos dos serviços de sistema ou de flexibilidade	Existência de um processo de coordenação entre ORD e ORT para a definição de requisitos de observabilidade e controlo para participação em serviços de sistema e gestão de congestionamentos ou de flexibilidade	Existência: S/N	Valor no final do ano	ORNT, ORND
F5. Coordenação entre ORD e ORT para gestão de congestionamentos na RND	Existência de processo coordenado para gestão de congestionamentos na RND, integrado nos processos da gestão do sistema, nomeadamente o processo de resolução de restrições técnicas	Existência: S/N	Valor no final do ano	ORNT
<b>G. NOVOS ATORES DO SISTEMA ELÉTRICO</b>				
G1. Número de pontos de entrega com pontos de carregamento de veículos elétricos (PCVE) integrados na rede de mobilidade elétrica	Número de pontos de entrega integrados na rede de mobilidade elétrica, desagregando os que estão localizados em instalações elétricas que tenham contratos para prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade.	Pontos de entrega	Valor no final do ano Nível de tensão e por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT
G2. Fator de simultaneidade entre a carga na rede do operador e os consumos dos PCVE	<p>Dado por:</p> $f_s = \frac{\sum P_{PCVE_t}}{P_{max}}$ <p>Onde <math>P_{PCVE_t}</math> é a potência média de 15 min de cada ponto de carregamento de VE no período t onde acontece a carga máxima da rede e <math>P_{max}</math> é a potência ativa máxima de 15 min na rede do operador, medida nos pontos de entrega.</p> <p>No caso de instalações sem equipamento de medição inteligente, os consumos devem ser perfilados em períodos quarto-horários.</p>	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT
G3. Potência ativa instalada de produção renovável	Potência ativa instalada de produção renovável.	MW	Valor no final do ano Por nível de tensão, fonte primária e por ilha, nas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
			regiões autónomas	
G4. Rejeição de energia renovável devido a restrições emitidas pelo operador	Rácio de rejeição anual de energia renovável em relação à energia total produzida, por fonte de energia, devido a restrições emitidas pelo operador, identificando o mecanismo aplicável (deslastre, redução de potência devido a capacidade com restrições). Calculando a rejeição como o valor médio entre a potência média quarto horária de geração verificada no período imediatamente anterior ao primeiro período em que ocorreu a ordem de redução de potência e a potência quarto horária de geração verificada no período imediatamente posterior àquele em que terminou a limitação ou métodos alternativos que utilizem a melhor informação ao dispor do operador.	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT
G5. Capacidade instalada em armazenamento	Capacidade instalada em armazenamento, em instalações autónomas ou <i>behind-the-meter</i> , desagregada em armazenamento em albufeiras e outras formas de energia	MWh (capacitamento)  MW (potência de injeção na rede)	Valor no final do ano, separado em armazenamento e em albufeiras e outras formas de energia Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORDBT, ORAA, ORAM
<b>H. PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO AOS UTILIZADORES DA REDE</b>				
H1. Acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção	Porcentagem de utilizadores de rede com acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção, sob a forma de diagramas de carga e de histórico de leituras, face ao total de clientes, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano	ORNT, ORND, ORDBT, ORAA, ORAM

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
H2. Utilização de plataformas de dados abertos	Medido, para cada plataforma de dados abertos, através do número anual de visitantes únicos		Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
H3. Duração média das sessões de navegação	Calculado, para cada plataforma de dados abertos, como o quociente entre o somatório da duração de todas as sessões de navegação e o número total de sessões de navegação	Minutos / sessão	Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
<b>I. CIBERSEGURANÇA</b>				
I1. Tempo médio de resposta a ameaça cibernética	Tempo médio que um operador de rede leva para conter uma ameaça cibernética após a sua deteção. Este indicador avalia a eficácia da resposta de um operador de rede a ameaças cibernéticas após a sua deteção	h	Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
I2. Número de vulnerabilidades corrigidas	Número de vulnerabilidades de cibersegurança identificadas e corrigidas anualmente pelos operadores das redes		Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
I3. Número de incidentes de cibersegurança	Contagem total de incidentes de cibersegurança registados anualmente pelos operadores das redes, com desagregação por tipo de incidente		Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
I4. Percentagem de custos totais em cibersegurança	Relação entre os custos totais na área da cibersegurança e os custos totais realizados num determinado ano, com detalhe por custos de prevenção e de reação	%	Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM
<b>J. INDICADORES ECONÓMICOS</b>				
J1. Coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes	Quociente entre a amortização acumulada e o imobilizado bruto em contadores inteligentes	%	Valor no final do ano	ORD BT, ORAA e ORAM
J2. Valor médio de imobilizado bruto por instalação integrada nas redes inteligentes	Quociente entre o imobilizado bruto em exploração associado à integração de instalações nas redes inteligentes (inclui todos os custos de investimento necessários à integração: equipamento, instalação, comunicações, sistemas de informação e serviços ao cliente e abertos) e o número total de instalações integradas nas redes inteligentes (acumulado)	€/inst.	Valor no final do ano	ORD BT, ORAA e ORAM
J3. Percentagem de imobilizado bruto alocado	Quociente entre o imobilizado bruto em exploração alocado às redes inteligentes (automação, digitalização, comunicações, supervisão) e o total de imobilizado bruto em exploração	%	Valor no final do ano	ORND, ORD BT, ORAA e ORAM

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores
ao desenvolvimento de redes inteligentes				
J4. Custo unitário de leitura de contadores no local	Quociente entre custo total de leituras locais dos contadores (por oposição a leituras remotas) e o número de leituras locais	€/leitura	Anual	ORD BT, ORAA e ORAM
J5. Custo unitário de outras operações locais	Quociente entre os custos totais de outras operações locais (excluída leitura de contadores e por oposição a operações remotas) e o número total de contadores não integrados numa rede inteligente.	€/CPE	Anual	ORD BT, ORAA e ORAM

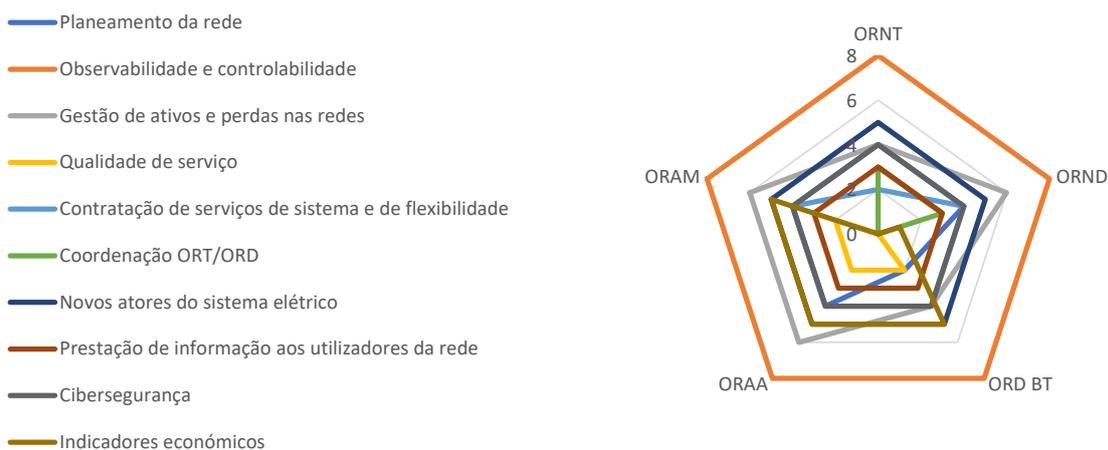
Legenda: ORNT – operador da Rede Nacional de Transporte, ORND – operador da Rede Nacional de Distribuição, ORD BT – operadores das redes de distribuição em BT de Portugal continental, ORAA – empresa responsável pela rede elétrica da Região Autónoma dos Açores, ORAM – empresa responsável pela rede elétrica da Região Autónoma da Madeira

Deste modo, são considerados 48 indicadores, 33 dos quais a reportar pelo ORNT, 38 pelo ORND, 37 pelos ORD BT e 41 pelos ORAA e ORAM. As figuras seguintes apresentam a distribuição dos indicadores propostos por dimensão de análise do desempenho das redes e por tipo de operador de rede.

Figura 2-1 – Distribuição dos indicadores por dimensão de desempenho



Figura 2-2 – Atribuição de indicadores por operador





---

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

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

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

---

