



RELATÓRIO

SMART GRIDS: DESEMPENHO DOS OPERADORES DAS REDES NO DESENVOLVIMENTO DE UMA REDE ELÉTRICA INTELIGENTE



FICHA TÉCNICA:

Título: *Smart Grids: desempenho dos operadores das redes no desenvolvimento de uma rede elétrica inteligente*

Edição: ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Data da Aprovação: 23/12/2025

Dezembro de 2025

ÍNDICE

1	SUMÁRIO EXECUTIVO.....	1
2	INTRODUÇÃO.....	5
3	PLANEAMENTO DA REDE E GESTÃO DE ATIVOS: ALINHAR INVESTIMENTO E EFICIÊNCIA	11
4	OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE: PILARES PARA O DESENVOLVIMENTO DE UMA REDE INTELIGENTE.....	17
5	QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA NO CONTEXTO DAS REDES INTELIGENTES	23
6	PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS À REDE E COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES: CHAVES PARA UMA GESTÃO EFICIENTE E FLEXÍVEL DO SISTEMA ELÉTRICO	27
7	DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO: TRANSPARÊNCIA E PARTICIPAÇÃO	31
8	CIBERSEGURANÇA: REQUISITO CRÍTICO DAS REDES INTELIGENTES	35
9	EVOLUÇÃO ECONÓMICA DAS REDES INTELIGENTES: INDICADORES E TENDÊNCIAS	37
10	APAGÃO IBÉRICO DE 28 DE ABRIL DE 2025: IMPLICAÇÕES PARA A INTELIGÊNCIA DO SEN	39
11	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Dimensões dos indicadores de desempenho das redes inteligentes.....	7
Figura 6-1 – Serviços de flexibilidade (FIRMe)	28

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Recomendações resultantes da análise realizada	3
Tabela 3-1 – Estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais.....	11
Tabela 3-2 – Pedidos de ligação à rede analisados com base em diagramas de carga reais	11
Tabela 3-3 – Taxa de perdas nas redes de distribuição	14
Tabela 3-4 – Energia identificada por consumo indevido, em MWh	14
Tabela 4-1 – Observabilidade e controlabilidade dos elementos de rede, em percentagem dos elementos	17
Tabela 4-2 – Observabilidade e controlabilidade das instalações, em percentagem das instalações	17
Tabela 5-1 – Taxa de ocorrências detetadas remotamente na rede de BT	23
Tabela 5-2 – Reclamações de QEE avaliadas com dados de contadores inteligentes na rede de BT.....	24
Tabela 7-1 – Acesso online aos dados individuais.....	31
Tabela 7-2 – Plataformas de dados abertos.....	32
Tabela 9-1 – Indicadores económicos.....	37
Tabela 11-1 - Recomendações resultantes da análise realizada	42

1 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente relatório analisa o desempenho dos operadores das redes no desenvolvimento de uma rede elétrica inteligente, como estabelecido no art.º 249.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. A análise baseia-se nos indicadores reportados pelos operadores, ao abrigo da Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, referentes aos anos de 2023 e de 2024, inclui referências a iniciativas concretas (avanços regulamentares, projetos-piloto) que são a expressão mais visível desse desenvolvimento, e apresenta um conjunto de recomendações. O relatório apresenta ainda uma reflexão em torno das principais evidências já conhecidas relativamente ao incidente ocorrido no dia 28 de abril de 2025 (Apagão Ibérico), com particular foco na gestão inteligente das redes para assegurar resposta adequada aos desafios colocados pela transição energética.

Além dos operadores da RNT e da RND (este último, simultaneamente, operador de rede em baixa tensão), os operadores das redes exclusivamente em baixa tensão e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira também participaram no exercício de reporte de indicadores. Contudo, atendendo ao grau de maturidade das redes inteligentes e à consistência da informação recolhida, bem como ao foco previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, o presente relatório centra-se nos operadores da RNT e da RND (REN e E-REDES).

Para as múltiplas dimensões que são objeto deste relatório, as principais conclusões podem summarizar-se da seguinte forma:

- Planeamento da rede e gestão de ativos – A utilização de metodologias de planeamento probabilísticas ainda é incipiente e merece desenvolvimentos significativos no curto prazo, no sentido de promover a utilização sustentável das infraestruturas, garantindo uma maior integração de fontes renováveis;
- Observabilidade e controlabilidade – Os níveis de observabilidade e controlabilidade remotas dos elementos das redes de transporte e de distribuição são elevados, com exceção dos postos de transformação MT/BT, ainda sem controlabilidade. No caso das instalações dos utilizadores, incluindo ativos de produção e de armazenamento instalados *behind-the-meter*, há margem e racional para aumentar esses níveis. O processo de integração em rede inteligente das instalações em BT está praticamente concluído, possibilitando a oferta de serviços inovadores aos consumidores e o desenvolvimento de novas ferramentas de planeamento e exploração da rede;
- Qualidade de serviço técnica – Os operadores devem intensificar a capacidade de deteção remota de ocorrências nas redes de BT e continuar a explorar os dados dos contadores inteligentes para

analisar reclamações de qualidade de energia elétrica. A aplicação de ferramentas analíticas permitirá otimizar a supervisão da rede, identificar padrões, antecipar falhas e reduzir o impacto de perturbações nos clientes;

- Prestação de serviços à rede e coordenação entre operadores – A concretização da transição energética e dos objetivos de descarbonização tornam necessário aumentar a participação dos recursos renováveis e distribuídos na resposta às necessidades operacionais das redes, promovendo a eficiência dos custos, e aumentar a capacidade disponível. A participação desses recursos nos serviços de sistema está a afirmar-se progressivamente. A REN está a desenvolver projetos-piloto para testar novos modelos de prestação desses serviços. Ao nível da rede de distribuição, o projeto FIRMe, da E-REDES, promove a contratação de flexibilidade em mercado desde 2024, registando, entre a primeira e a segunda edições, forte aumento do número de ativos participantes (102 ativos flexíveis inscritos na primeira edição e 1955 ativos na segunda). No âmbito da coordenação entre os operadores da RNT e da RND para gerir congestionamentos e ativar recursos de forma eficiente, o Relatório assinala a celebração de um acordo de cooperação entre esses operadores que ainda está em concretização;
- Disponibilização de informação – O acesso a dados individuais detalhados de consumo e produção através de plataformas eletrónicas está generalizado, sendo um desenvolvimento recente ao nível da baixa tensão. O acesso aos dados por terceiros, de forma automática, é instrumental para viabilizar novos serviços no mercado de eletricidade e também a participação ativa dos clientes. As plataformas de dados abertos têm vindo a consolidar-se;
- Cibersegurança – A crescente digitalização das redes elétricas e a interdependência entre sistemas de controlo, redes inteligentes e plataformas de gestão de dados aumentam a exposição a ciberataques. Os operadores devem manter investimentos sustentáveis em cibersegurança, cumprir normas e regulamentos, e reforçar a monitorização contínua e a atualização de *software* para prevenir e mitigar incidentes de cibersegurança;
- Benefícios económicos das redes inteligentes – As redes inteligentes potenciam os benefícios dos serviços prestados aos clientes e permitem novas abordagens no planeamento e investimento. Em particular, a gestão inteligente das redes permite otimizar, adiar, ou mesmo evitar, investimentos em nova capacidade de rede, sem colocar em causa a qualidade dos serviços prestados. Em 2024, o investimento unitário para integração de instalações de BT em rede inteligente ascendeu a 68,2 EUR/Instalação e o peso dos investimentos relacionados com o desenvolvimento das redes inteligentes no imobilizado total foi de 3,0%.

Adicionalmente, em relação ao Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025, pode concluir-se ter posto em evidência a necessidade de reforçar a resiliência das redes e do sistema elétrico perante o avanço da transição energética: as dimensões associadas à gestão inteligente das redes concorrem para o mesmo objetivo e são, em muitos casos, a resposta efetiva para os desafios colocados.

A análise realizada ao desempenho dos operadores na gestão inteligente das redes permitiu verificar o forte empenho e compromisso dos diversos intervenientes em relação ao aprofundamento das condições de inteligência da rede e à utilização dessas condições nas várias atividades atinentes ao setor elétrico, tendo em vista o cumprimento dos objetivos nacionais estabelecidos, designadamente em matéria de integração de energia renovável, de eletrificação de consumos e de eficiência energética. Além da atividade dos operadores, sublinha-se que a gestão inteligente das redes é expressamente promovida nos planos legislativo, regulamentar e regulatório (e.g., projetos-piloto, incentivos tarifários).

Não obstante, com o objetivo de manter essa trajetória e, se possível, acelerá-la, o relatório identifica um conjunto de 10 recomendações, que têm como principais destinatários os operadores de rede, enquanto figuras centrais deste processo (Tabela 1-1).

Tabela 1-1 – Recomendações resultantes da análise realizada

	Recomendação	Destinatário(s)
1	Adotar metodologias de planeamento probabilísticas, baseadas no conhecimento da rede, permitindo, por esta via, promover a utilização sustentável das infraestruturas existentes.	Operadores da RNT e da RND
2	Concluir rapidamente o processo de integração de instalações de BT em rede inteligente, cumprindo o Decreto-Lei n.º 15/2022.	Operadores de rede em BT
3	No quadro da elaboração do Regulamento das Redes, reavaliar os limiares de observabilidade e de controlabilidade das instalações injetoras e considerar a incorporação de requisitos para instalações de consumo de maior dimensão, e.g., com pontos de carregamento de veículos elétricos e/ou ativos de produção e armazenamento <i>behind-the-meter</i> . Esta reavaliação deve ponderar as soluções tecnológicas e os respetivos custos, bem como assentar na harmonização de requisitos à escala europeia e na interoperabilidade entre o ORT e o ORD.	DGEG
4	Adaptar (<i>retrofitting</i>) rapidamente, o mais tardar até 12/3/2027, as instalações de produção em regime de mercado (com licença de exploração anterior à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e com potência de ligação igual ou	Produtores em regime de mercado, em articulação com o

	superior a 10 MW) aos requisitos de observabilidade e de controlabilidade.	Gestor Global do SEN
5	Adotar medidas visando a melhoria significativa das taxas de sucesso na comunicação com as instalações dos utilizadores de BT.	Operadores de rede em BT
6	Apresentar à ERSE projetos-piloto no âmbito de sistemas de gestão dinâmica para otimização da capacidade das redes (e.g., <i>dynamic line rating</i>), com vista a explorar a rede de forma otimizada, com valores de capacidade mais ajustados à realidade.	Operadores da RNT e da RND
7	Implementar o direito de participação nos serviços de sistema por novos tipos de instalações, como os ativos com potência inferior a 1 MW em agregação, as instalações hibridizadas, os ativos <i>behind-the-meter</i> e os pontos de carregamento de veículos elétricos. Esta implementação deve ser gradual, recorrendo, se necessário, a projetos-piloto.	Gestor Global do SEN
8	Consolidar o recurso a serviços de flexibilidade, como alternativa ou em antecipação ao investimento, na aceleração da disponibilização de capacidade da rede.	Operador da RND
9	Promover ações de divulgação das plataformas de dados abertos, incluindo contacto com atuais e potenciais utilizadores, para identificação de oportunidades de melhoria.	Operadores da RNT e da RND
10	Manter um nível de investimento estável e sustentável em cibersegurança que garanta a aplicação das normas recomendadas e a conformidade com os requisitos regulamentares.	Operadores da RNT e da RND

Trata-se da primeira edição deste relatório, a elaborar a cada dois anos, perspetivando-se que edições futuras venham a beneficiar da análise de relatórios análogos de outros reguladores europeus, que, entretanto, venham a ser publicados, bem como do resultado do trabalho que o CEER e a ACER têm vindo a realizar relativamente ao estabelecimento de uma base comum de indicadores, aplicável no espaço europeu. Essas edições serão uma oportunidade para avaliar os desenvolvimentos nas lacunas agora identificadas e de integrar nas análises séries de dados mais longas, observando tendências.

2 INTRODUÇÃO

A transição energética definida pela União Europeia no âmbito do Pacto Ecológico Europeu (*Green Deal*)¹ tem como objetivo central alcançar a neutralidade carbónica até 2050, reduzindo drasticamente as emissões de gases com efeito de estufa e promovendo um sistema energético mais limpo, mais resiliente e mais eficiente. A descarbonização da economia europeia exige uma profunda transformação, tanto do lado da oferta – substituindo combustíveis fósseis por fontes renováveis –, como do lado da procura – através da eletrificação dos consumos e da melhoria da eficiência energética.

Portugal acompanha esta ambição europeia, tendo desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050²), que estabeleceu a visão, as trajetórias e as linhas de orientação para as políticas e medidas a concretizar nesse horizonte temporal. Em articulação com os objetivos do RNC2050, foram fixadas metas até 2030, vertidas no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030³), que se constitui como o principal instrumento de política energética e climática nacional para esta década. O PNEC 2030 estabelece metas concretas de redução de emissões⁴, de aumento da quota de energias renováveis⁵ e de reforço da eficiência energética⁶. Pretende-se assegurar uma produção de energia elétrica cada vez mais baseada em fontes renováveis, como a solar e a eólica, garantindo a segurança e a flexibilidade do sistema. Ademais, o PNEC aposta determinantemente na eletrificação da mobilidade⁷ e do aquecimento e arrefecimento⁸, na digitalização e na gestão ativa da energia pelos consumidores.

Neste contexto, as redes elétricas assumem um papel central, enquanto elos de ligação entre a geração renovável dispersa e frequentemente intermitente, e os consumos, cada vez mais diversificados e distribuídos. A transição para um sistema mais sustentável depende, em grande medida, da capacidade de as redes acomodarem essas formas de produção descentralizada, integrarem novas soluções de

¹ <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/european-green-deal/#what>

² Aprovado pela [Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019](#), de 1 de julho.

³ Aprovado pela [Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020](#), de 10 de julho e atualizado pela [Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024](#), de 30 de outubro.

⁴ 55% de redução face a 2005.

⁵ 51% no consumo final bruto de energia em 2030.

⁶ Limite de 16 711 ktep para o consumo de energia primária em 2030, que compara com 20 490 ktep em 2025 (i.e., redução de quase 20%).

⁷ Adotando o objetivo de 29% de fontes renováveis no setor dos transportes até 2030.

⁸ Meta de 63% de energia renovável no consumo final até 2030.

armazenamento⁹ e, ao mesmo tempo, garantirem a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica. A inteligência das redes (*smart grids*) é condição essencial para viabilizar os objetivos de descarbonização: só através da digitalização, da monitorização em tempo real ou quase tempo real, e de mecanismos de gestão dinâmica da procura e da oferta será possível otimizar o uso dos recursos energéticos, reduzir perdas, facilitar a integração de veículos elétricos¹⁰ e promover a participação ativa dos consumidores. Para além de infraestruturas técnicas, na aceção tradicional, as redes elétricas estão a converter-se em instrumentos estratégicos para alcançar uma economia neutra em carbono, resiliente e inclusiva, em Portugal e na União Europeia. Essa conversão suscita diversos desafios nos planos económico, tecnológico e também regulatório.

O [Decreto-Lei n.º 15/2022](#), de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), determina que a ERSE elabore e publique um relatório, a cada dois anos, de monitorização do funcionamento das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede inteligente que promova a eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis. O relatório deve ser elaborado com base em indicadores de desempenho aplicáveis à atividade desenvolvida pelos operadores da Rede Nacional de Transporte (RNT) e da Rede Nacional de Distribuição (RND), acompanhado de recomendações, e levado ao conhecimento do membro do Governo responsável pela energia. [artigo 249.º, na redação atual]

No essencial, corresponde à transposição para a ordem jurídica interna do disposto na [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade. [artigo 59.º, n.º 1, al. I], na redação atual]

Em 2023, o Regulamento de Operação das Redes, aprovado pelo [Regulamento n.º 816/2023](#), de 27 de julho, estabeleceu o envio anual de indicadores de desempenho, a definir pela ERSE, com base em propostas apresentadas pelos operadores de rede. [artigos 10.º e 76.º]

⁹ A maior parte da capacidade de armazenamento em Portugal é de tecnologia hídrica (albufeira). Em 2024, foi ligada à RNT uma potência de 7 MW de baterias, com uma capacidade de armazenamento de 26 MWh. O armazenamento tem um papel fundamental, por exemplo, na diminuição das restrições técnicas impostas pelos operadores de rede à injeção de energia renovável.

¹⁰ Entre 2023 e 2024, verificou-se um crescimento de 45% do número de pontos de entrega com pontos de carregamento de veículos elétricos, grande parte dos quais localizados na rede de baixa tensão.

Partindo dessas propostas dos operadores, e na sequência da [Consulta Pública n.º 120](#), foi publicada a [Diretiva n.º 19/2024](#), de 19 de agosto, que aprovou 48 indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, estruturados em dez dimensões (A a J), nos termos da Figura 2-1.

Figura 2-1 – Dimensões dos indicadores de desempenho das redes inteligentes



O racional associado a cada dimensão e indicador¹¹ foi detalhado no respetivo [documento justificativo](#) da consulta. Sinteticamente, as dimensões abrangem a rede física, a rede digital, os intervenientes no setor, bem como os custos, procurando traduzir uma visão holística do desempenho dos operadores de rede.

Ficou estabelecido que o primeiro reporte dos indicadores seria efetuado até 15 de maio de 2025, com referência aos anos de 2023 e 2024.

Em janeiro de 2025, e como resultado de trabalho conjunto com todos os operadores de rede, a ERSE publicou um modelo para o reporte dos indicadores, bem como um manual de auxílio ao seu preenchimento, com vista a assegurar o cálculo e o envio harmonizados¹².

Esta harmonização é particularmente importante atendendo a que, apesar do relatório estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022 dever incidir em indicadores aplicáveis à operação da RNT (atividade desempenhada pela REN) e da RND (atividade desempenhada pela E-REDES), os indicadores previstos na referida Diretiva n.º 19/2024 abrangem também a avaliação do desempenho ao nível das redes de baixa tensão (BT), que se consideram fundamentais nos atual e futuro estágios de desenvolvimento do sistema elétrico. Por esta razão (importância das redes de BT), e também porque o operador da RND é, cumulativamente, operador de rede de distribuição em BT, servindo 99,5% dos clientes ligados a esse nível de tensão, os indicadores reportados pela E-REDES relativos à BT, sempre que considerados úteis ou necessários, são objeto de análise neste relatório.

O presente relatório visa, assim, dar cumprimento ao disposto no artigo 249.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, apresentando informação relativa ao desempenho dos operadores de rede de Portugal continental no desenvolvimento de uma rede inteligente, complementada com um conjunto de recomendações resultantes da análise dessa informação à luz dos objetivos nacionais, como previamente enunciados neste capítulo introdutório. Adicionalmente, incluem-se referências a iniciativas concretas que visam esse desenvolvimento de uma rede inteligente, de que são exemplo avanços regulamentares e projetos-piloto em preparação ou já em curso.

Tratando-se da primeira edição de um exercício a repetir a cada dois anos, perspetiva-se que edições futuras possam beneficiar da análise de relatórios de outros reguladores europeus, que, entretanto,

¹¹ Enquanto métricas para avaliar e contribuir para a adoção de medidas que garantam (ou acelerem) a obtenção dos resultados pretendidos, designadamente no quadro das políticas públicas (e.g., promoção da eficiência energética, integração da energia de fontes renováveis, gestão inteligente dos ativos de rede, utilização de recursos flexíveis).

¹² <https://www.erne.pt/atividade/regulamentos-eletroeletricidade/redes-inteligentes/#implementacao-das-redes-inteligentes>

venham a ser publicados¹³, bem como do resultado do trabalho que o CEER¹⁴ e a ACER¹⁵ têm vindo a realizar relativamente ao estabelecimento de uma base comum de indicadores. A este propósito, em 2024, a ACER e o CEER desenvolveram um conjunto de princípios orientadores para avaliar o desempenho das redes inteligentes. Este documento de orientação¹⁶, publicado em 21 de junho de 2024, defende a identificação de um conjunto limitado de indicadores para utilização por todos os Estados-Membros, bem como um conjunto mais alargado de indicadores opcionais que poderiam ser utilizados a nível nacional, dependendo das especificidades de cada país. Adicionalmente, as conclusões do Fórum de Infraestruturas de Copenhaga, de 3 de junho de 2025, apelam a que a ACER e o CEER, em cooperação com a ENTSO-E¹⁷, a EU-DSO¹⁸ e restantes *stakeholders*, apresentem, de forma coordenada, indicadores comuns para as redes inteligentes, em todos os níveis de tensão, até ao próximo Fórum.

Para além do sumário executivo e do capítulo introdutório, o relatório estrutura-se em torno de um conjunto de temas que agrupa as diversas camadas dos indicadores de desempenho estabelecidos, complementado com aplicação prática ao incidente ocorrido no passado dia 28 de abril (apagão ibérico), ainda em fase de análise pelas entidades competentes, mas que, com base na informação já disponível, veio sublinhar de forma manifesta a importância da inteligência do sistema elétrico, em diversas vertentes. Por último, e como estabelecido na respetiva norma habilitante, o relatório sistematiza um conjunto de conclusões e recomendações resultantes do trabalho efetuado, como contributo para o desenvolvimento e o aprofundamento dessa inteligência.

¹³ À data, apenas o regulador francês (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) publicou um relatório dedicado a esta temática.

¹⁴ Conselho dos Reguladores Europeus de Energia

¹⁵ Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia

¹⁶ Disponível em <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/06/8e3b4925-d8e9-3aae-8144-fdc419748b36.pdf>

¹⁷ Rede europeia dos operadores das redes de transporte para a eletricidade

¹⁸ Entidade europeia dos operadores de redes de distribuição

3 PLANEAMENTO DA REDE E GESTÃO DE ATIVOS: ALINHAR INVESTIMENTO E EFICIÊNCIA

Tornar as redes mais inteligentes envolve adicionar à camada física das redes uma camada digital, a partir da qual são desenvolvidas novas funcionalidades, potenciando a sua eficiência. Este é um desafio relevante para a concretização da transição energética, em que se perspetivam fluxos de eletricidade menos previsíveis (espacial e temporalmente), e onde a adoção de estratégias de planeamento inovadoras e mais eficientes, que permitam uma melhor articulação entre a oferta e a procura de eletricidade, é fundamental.

O investimento em sistemas de supervisão e automação das redes permite aos operadores a recolha de dados essenciais para a otimização dos exercícios de planeamento, e também para a operação e manutenção da rede. Atento o conjunto de indicadores das redes inteligentes aprovados pela ERSE, as tabelas seguintes apresentam os valores obtidos para o planeamento da rede e gestão de ativos, tendo como referência o final de 2024.

Tabela 3-1 – Estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais

Rede	Nível de tensão	Valor
RNT	MAT	100%
RND	AT	58% (*)
	MT	43% (*)

Fonte: Dados REN e E-REDES; (*) Valor obtido por estimativa, face aos dados provisórios de 2025

Tabela 3-2 – Pedidos de ligação à rede analisados com base em diagramas de carga reais

Rede	Nível de tensão	Valor
RNT	MAT	100%
RND	AT	7,7% (*)
	MT	2,4% (*)

Fonte: Dados REN e E-REDES; (*) Valor obtido por estimativa, face aos dados provisórios de 2025

Em particular, é necessário garantir que, em complemento às soluções tradicionais de investimento em expansão das redes, seja possível maximizar a utilização das infraestruturas já existentes, sendo esta uma vertente basilar para o desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, das quais se espera uma promoção ativa da eficiência energética e uma maior integração de fontes renováveis.

Neste âmbito, refere-se com especial destaque a utilização da flexibilidade no âmbito do planeamento, facto que decorre do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual. A legislação define 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 a contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos.

Durante o ano de 2024, o operador da RNT e o operador da RND procederam à elaboração dos respetivos planos de investimento plurianuais, onde, ainda que de forma limitada, é possível encontrar novas dinâmicas de planeamento. A ERSE lançou as Consultas Públicas aos Planos¹⁹, e elaborou os respetivos Relatórios, bem como os Pareceres aos Planos. Genericamente, considerou como positiva a integração nas propostas, ainda que a um nível limitado, de metodologias probabilísticas e análises de custo-benefício assentes, não apenas na comparação entre diferentes soluções tradicionais de investimento, mas igualmente com recurso a soluções alternativas de flexibilidade. No entanto, considerou também importante que os operadores evoluam de uma prática de planeamento mais rígida em termos de cenários extremos, para uma metodologia mais dinâmica baseada no conhecimento real da rede e da sua exploração, permitindo, por esta via, garantir maiores ganhos de eficiência e reduzindo as necessidades de novo investimento em desenvolvimento tradicional de rede.

Adicionalmente, com o objetivo de promover uma melhor utilização da atual capacidade da rede, no âmbito da revisão do Regulamento Tarifário²⁰ ocorrida no presente ano, salientam-se os novos incentivos que visam conduzir os operadores de rede a efetuarem estudos conjuntos e a disponibilizarem mais capacidade de rede, na modalidade de acesso com restrições.

Efetivamente, e sem prejuízo dos compromissos assumidos anteriormente com promotores em termos de capacidade já atribuída, existe atualmente capacidade de rede que está ociosa até que esses promotores se liguem. Por outro lado, continuará a ser necessário manter o investimento no desenvolvimento de rede, criando mais capacidade firme. Assim, com este regime de acesso flexível, é possível antecipar e acelerar a ligação de mais instalações à rede, quer do lado da oferta, quer do lado da procura, contribuindo para a transição energética e para uma melhor utilização da rede, com reflexo, designadamente, nas tarifas de acesso.

Neste mesmo regime de acesso com restrições, está também em curso um desenvolvimento referente à atribuição de capacidade com restrições, no âmbito de um projeto piloto. Este trabalho surge na sequência

¹⁹ Documentação disponível em [Consulta Pública n.º 126](#) (para o PDIRD-E 2024) e [Consulta Pública n.º 128](#) (para o PDIRT-E 2024).

²⁰ Documentação disponível em [Consulta Pública n.º 134](#).

de esforços conjuntos da REN e da E-REDES, num processo previamente articulado com a ERSE e a DGEG, no qual foram avaliados diversos casos de uso potenciais de aplicação do acesso com restrições. Deste modo, os operadores de rede desenvolveram uma proposta conjunta de Projeto-Piloto de Acesso com Restrições em Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e em Instalações de Armazenamento, que abrange matérias a incluir em despacho/diretiva da DGEG e ERSE necessárias à operacionalização do mesmo. Espera-se que este trabalho tenha desenvolvimentos durante o ano de 2026.

A Diretiva UE 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, determinou que em zonas em que a capacidade das redes seja limitada ou mesmo inexistente, os utilizadores de rede que solicitem uma ligação à rede devem poder beneficiar da possibilidade de celebração de um acordo de ligação não firme. No final do ano de 2024, não obstante os passos legislativos e regulatórios que têm vindo a ser dados no sentido de promover esta modalidade e a sua agilização, a atribuição de capacidade com restrições é ainda incipiente, sendo esperados desenvolvimentos significativos no curto prazo. Na RNT foi atribuída capacidade com restrições a uma central fotovoltaica, representando este pedido a totalidade da capacidade atribuída ao nível da rede de transporte. Por outro lado, o operador da RND ainda não disponibilizou ou atribuiu capacidade com restrições.

Tirando partido da observabilidade e da controlabilidade dos elementos de rede, analisadas em maior detalhe no Capítulo 0, antecipa-se para os próximos anos uma melhoria significativa nas metodologias de cálculo de indicadores de condição para os ativos da rede, por exemplo, recorrendo a inteligência artificial. Com indicadores de condição mais robustos, deverá assistir-se a um incremento na capacidade de previsão e prevenção de falhas (e.g., linhas, transformadores), alocando recursos que garantam a condição com base na projeção do estado dos ativos.

PERDAS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

As perdas técnicas e comerciais, têm uma forte relação com as atividades de planeamento da rede e de gestão de ativos, influenciando a eficiência operacional e a sustentabilidade económica do sistema elétrico. As redes inteligentes possibilitam uma monitorização mais precisa e tempestiva dessas perdas, através da integração de tecnologias de medição avançada, comunicação bidirecional e análise de dados. A instalação de contadores inteligentes tem permitido reforçar a observabilidade das perdas na rede de BT, assim contribuindo para uma identificação mais rigorosa das perdas.

A Tabela 3-3 e a Tabela 3-4 apresentam, para as redes de distribuição, respetivamente, os valores anuais da taxa de perdas e da energia identificada por consumo indevido, desagregados por nível de tensão e fornecimento.

Tabela 3-3 – Taxa de perdas nas redes de distribuição

Nível de tensão	Valor	
	2023	2024
AT	0,6%	0,4%
MT	2,9%	2,4%
BT	4,3%	5,0%
Total	7,8%	7,8%

Fonte: Dados E-REDES

Tabela 3-4 – Energia identificada por consumo indevido, em MWh

Nível de tensão	Valor	
	2023	2024
AT	0	0
MT	25 117	17 117
BTN	90 485	110 475
BTE	10 625	8 062
Total	126 227	135 654

Fonte: Dados E-REDES

Em 2024, verificou-se uma redução das perdas nos níveis de AT e MT de cerca de 33% e 17%, respetivamente, refletindo uma melhoria na eficiência técnica da rede, associada à otimização da operação e ao reforço das soluções de digitalização. Em contrapartida, no nível de BT, registou-se um aumento das perdas, de aproximadamente 16% face a 2023, o que deverá estar relacionado, designadamente, com o crescimento da geração distribuída e com novos perfis de consumo.

No que respeita à energia identificada por consumo indevido (perdas comerciais), os dados de 2024 evidenciam um aumento de 22% no nível de BTN e reduções nos níveis de MT e BTE, de cerca de 32% e 24%, respetivamente. Estes resultados refletem o impacto das ações de deteção e fiscalização promovidas pelo operador da rede, bem como a relevância crescente da digitalização e da monitorização inteligente, que permitem identificar de forma mais eficiente irregularidades e perdas não técnicas. O atual quadro regulamentar acolhe um mecanismo de incentivo à mitigação de apropriação indevida de energia, que estabelece uma partilha de ganhos entre consumidores e operador da RND.

As perdas técnicas e as perdas comerciais têm uma relação direta com a eficiência energética: no primeiro caso traduzem energia que não é efetivamente utilizada para fins úteis e, no segundo, afastam os incentivos para um consumo responsável de energia elétrica. A sua redução é, assim, decisiva para a eficiência global do sistema elétrico e para a concretização dos objetivos de transição energética e descarbonização.

Ainda no âmbito da eficiência energética, merece especial referência o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC²¹), um instrumento de regulação económica promovido pela ERSE que apoia projetos concretos de eficiência energética e uso racional da energia. O PPEC complementa as medidas técnicas e operacionais adotadas pelos operadores de rede, estimulando comportamentos mais eficientes por parte dos consumidores e reforçando a coerência entre a política regulatória e os objetivos de sustentabilidade e neutralidade carbónica.

²¹ <https://www.erne.pt/atividade/eficiencia-energetica/>

4 OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE: PILARES PARA O DESENVOLVIMENTO DE UMA REDE INTELIGENTE

Observabilidade e controlabilidade são essenciais para monitorizar e atuar eficientemente sobre a rede e as instalações dos utilizadores. A Tabela 4-1 e a Tabela 4-2 apresentam os níveis de observabilidade e de controlabilidade remotas, em tempo real ou quase real (i.e., até 15 minutos), no final de 2024, relativos, respetivamente, aos elementos de rede e às instalações ligadas à rede.

Tabela 4-1 – Observabilidade e controlabilidade dos elementos de rede, em percentagem dos elementos

Rede e nível de tensão	Elemento de rede	Observabilidade	Controlabilidade
RNT (MAT)	Transformadores (MAT/MAT e MAT/AT)	100%	100%
	Disj. e seccionadores	100%	100%
	Linhas e cabos (**)	100%	
RND (AT e MT)	Transformadores (AT/MT e MT/MT)	100%	100%
	Disj. e seccionadores (AT)	96%	71%
	Disj. e seccionadores (MT)	14%	12%
	Linhas e cabos (AT) (**)	94%	
	Linhas e cabos (MT) (**)	99%	
RD (BT) (*)	Transformadores (MT/BT)	91%	0%
	Linhas e cabos (**)	1%	

Fonte: Dados REN e E-REDES; (*) RD (BT) – rede de distribuição em BT; (**) A controlabilidade das linhas e cabos é assegurada através dos respetivos disjuntores e seccionadores

Tabela 4-2 – Observabilidade e controlabilidade das instalações, em percentagem das instalações

Rede e nível de tensão	Tipo de instalação	Observabilidade	Controlabilidade		
			Ligaçāo / Desligação	Modulação	Pot _{modulação} (***)
RNT (MAT)	Produção	100%	100%	100%	100%
	Armazenamento	100%	100%	100%	100%
	Consumo	19%	100%	10%	44%
RND (AT e MT)	Produção (AT)	40%	41%	16%	16%
	Produção (MT)	15%	17%	15%	21%
	Consumo (AT)	3%	1%	0%	0%
	Consumo (MT)	0%	0%	0%	0%
RD (BT)	Produção (*)	0%	0%	0%	0%
	Consumo (BTE) (**)	0%	0%	0%	0%
	Consumo (BTN)	99%	99%	0%	0%

Fonte: Dados REN e E-REDES; (*) As UPAC são consideradas no âmbito das respetivas instalações de consumo; (**) Não existem equipamentos de medida nos clientes BTE que possam ser acedidos em tempo real ou quase real; (***) POT_{modulação} corresponde à percentagem da potência das instalações controláveis para efeitos de modulação do consumo ou da injeção na rede, face à potência total das instalações ligadas à rede

A observabilidade e a controlabilidade da RNT são totais e esse facto decorre de ser composta por poucos elementos²² e muito críticos²³. No que respeita às instalações ligadas à RNT, há uma diferença evidente entre os níveis de observabilidade e de controlabilidade das instalações de produção/armazenamento²⁴, por um lado, e das instalações de consumo, por outro. Esta diferença tem raízes históricas relacionadas com a prestação de serviços à rede por parte das instalações de produção (e.g., regulação de tensão, controlo de frequência). Os consumos industriais não eram considerados recursos flexíveis: o impacto económico da interrupção ou da modulação desse consumo sempre limitou a eventual prestação de serviços. Esta situação tem vindo a evoluir gradualmente, através da designada resposta da procura.

Por seu lado, a RND e, principalmente, as redes de distribuição em BT, mais extensas, dispersas e menos críticas, apresentam menores níveis de observabilidade e de controlabilidade. Este cenário, contudo, tem vindo a alterar-se por diversas razões: 1) a massificação da geração distribuída, que obriga a uma gestão mais ativa das redes de distribuição, 2) a digitalização e 3) a descida do custo dos equipamentos inteligentes. A propósito deste último fator, note-se que, no final de 2024, a quase totalidade das instalações de consumo em BTN era observável e controlável para efeitos de ligação/desligação, mas também para efeitos de prestação de serviços aos utilizadores (matéria detalhada mais abaixo), refletindo o estágio de integração em redes inteligentes destas instalações. Não obstante, persistem algumas dezenas de milhar de instalações cuja integração em rede inteligente não teve ainda lugar, importando assegurar rapidamente a plena conclusão desse processo.

A observabilidade e a controlabilidade das instalações ligadas à rede decorrem de obrigações legais e regulamentares, incidindo em limiares de potência instalada, em determinadas categorias de instalações (e.g., utilizadores de rede significativos) ou como condição para a prestação de serviços à rede²⁵. Nos termos da legislação vigente²⁶, os requisitos técnicos de ligação das instalações elétricas às redes, incluindo os requisitos de observabilidade e controlo, são definidos pelo Regulamento das Redes, da responsabilidade da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). A ERSE considera importante que os

²² O investimento necessário em tecnologias de sensorização, medição, atuação e comunicação é significativamente menor quando comparado com as redes de distribuição.

²³ Com grande impacto na estabilidade de todo o sistema elétrico.

²⁴ O armazenamento autónomo, baseado em baterias, está ainda a dar os primeiros passos em Portugal. No final de 2024, a potência instalada ligada à RNT ascendia a 7 MW e, no caso das redes de distribuição em AT, MT e BT, era nula. Este valor inclui armazenamento autónomo e *behind-the-meter*.

²⁵ Vide, e.g., n.º 2 do art.º 91.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e n.º 2 do art.º 8.º do Regulamento de Operação das Redes (Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho).

²⁶ Em concreto, como estabelecido no n.º 6 do art.º 236.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

trabalhos conducentes à publicação desse regulamento não apenas reavaliem os limiares atualmente estabelecidos para instalações injetoras (centros electroprodutores, armazenamento autónomo e UPAC), como contemplem também instalações de consumo, particularmente as associadas a pontos de carregamento de veículos elétricos de maior potência. Com efeito, o aumento significativo destas instalações²⁷, somado ao potencial do carregamento inteligente e do carregamento bidirecional, tornam-nas em ativos operacionalmente relevantes, na ótica do sistema elétrico. Devem também ser avaliados requisitos aplicáveis a novos tipos de instalação, como os *data centres* e os eletrolisadores.

A reavaliação dos requisitos de observabilidade e controlabilidade deve considerar a proporcionalidade das respetivas soluções tecnológicas e dos custos associados, para diversas dimensões de instalação. Deve ainda assentar numa efetiva cooperação entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição, através da harmonização de requisitos e interoperabilidade das tecnologias. Estes requisitos devem enquadrar-se nos códigos de rede europeus aplicáveis, sempre que possível, procurando adotar soluções harmonizadas à escala europeia, que permitam a redução de custos para os utilizadores das redes e maximizem interoperabilidade.

Relativamente ao quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE, cabe recordar a obrigação de adaptação (*retrofitting*) das instalações de produção em regime de mercado, com licença de exploração anterior à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e com potência de ligação igual ou superior a 10 MW, aos requisitos de observabilidade e de controlabilidade atualmente vigentes²⁸. Essa adaptação deve ter lugar, o mais tardar, em março de 2027, ou na data de transição para o regime de mercado (se posterior), abrangendo cerca de 300 instalações de produção, com potência instalada total de cerca de 4 GW²⁹. A adaptação dos ativos já existentes é, em princípio, mais compatível com o ritmo da transição energética, por comparação com o estabelecimento de novas instalações. A ERSE recomenda, por isso, aos titulares dessas instalações, em articulação com o Gestor Global do SEN, o cumprimento tempestivo desta obrigação.

²⁷ No final de 2024, existiam 6 340 instalações com pontos de carregamento de veículos elétricos.

²⁸ Concretamente, nos termos dos números 3 e 4 do art.º 31.º do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, aprovado pela [Diretiva n.º 9/2025](#), de 11 de setembro.

²⁹ De acordo com estimativa do Gestor Global do SEN.

PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS AOS CONSUMIDORES

A garantia de observação e controlo remotos das instalações possibilita a prestação de um conjunto de serviços inovadores aos consumidores, como estabelecidos na regulamentação, designadamente no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes³⁰ e no Regulamento da Qualidade de Serviço³¹.

Fazem parte desse conjunto vários serviços como a leitura diária com recolha de dados quarto-horários³², a disponibilização de dados em plataforma eletrónica³³, a alteração remota da potência contratada e dos parâmetros tarifários, a redução da potência contratada com caráter prévio à interrupção do fornecimento, ou ainda a ativação, desativação, interrupção e restabelecimento remotos.

Para assegurar que estes serviços são efetivamente prestados e monitorizados, a ERSE definiu indicadores de desempenho, níveis de serviço mínimos e obrigações de transparência. Muito recentemente, a ERSE publicou um relatório de ponto de situação sobre as redes inteligentes de energia elétrica em Portugal continental³⁴, visando a caracterização da infraestrutura existente e do desempenho na prestação dos serviços por ela possibilitados, num quadro de quase plena integração em rede inteligente³⁵.

Direta ou indiretamente a prestação da maioria destes serviços depende do acesso remoto à instalação pelo operador de rede. Se, por um lado, a taxa de sucesso de operações remotas tem sido superior a 90%, por outro lado, no que respeita à recolha remota diária de dados quarto-horários, as taxas de sucesso são significativamente inferiores (cerca de 70%, em d+1). A principal razão para estas taxas prende-se com a tecnologia de comunicação implementada (PLC³⁶), suscetível a perturbações devido ao ruído eletromagnético na rede e, nessa medida, assume um caráter estrutural.

A importância destes dados, nomeadamente para o desenvolvimento de novos serviços e ofertas tarifárias, apela à recomendação de discussão e promoção de melhorias, de que são exemplo a instalação de filtros

³⁰ Aprovado através do [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

³¹ Aprovado através do [Regulamento n.º 826/2023](#), de 28 de julho, na redação atual.

³² Que se traduz, por exemplo, numa redução muito significativa na utilização de estimativas na faturação (mais de 90% das faturas emitidas pelo operador de rede no 1.º semestre de 2025 não incluiu estimativas) ou na possibilidade de adesão a tarifas dinâmicas, autoconsumo, partilha de energia, mobilidade elétrica e prestação de serviços de flexibilidade à rede.

³³ Matéria mais detalhada no Capítulo 0

³⁴ Disponível em <https://www.erne.pt/media/o0vayjc/relat%C3%B3rio-redes-inteligentes-2025.pdf>

³⁵ 99% de instalações integradas no final de 2024

³⁶ Power-Line Communication

de ruído ou o recurso a tecnologias de comunicação complementares³⁷, em particular para os consumidores com maior exigência associada.

EXPLORAÇÃO DE LINHAS AÉREAS COM PARÂMETROS DINÂMICOS

A exploração de linhas aéreas com recurso a parâmetros dinâmicos permite tirar partido da dependência da respetiva capacidade de transporte em relação às condições ambientais, muito particularmente à temperatura e à velocidade do vento. O ajuste dinâmico dessa capacidade possibilita, nomeadamente, o aumento da capacidade de transporte³⁸, a consequente maior integração de energia renovável na rede, e ainda uma maior eficiência de custos e otimização da infraestrutura existente³⁹.

A bateria de indicadores de desempenho aprovada pela ERSE através da Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, inclui dois indicadores relativos à exploração de linhas aéreas com parâmetros dinâmicos, incidindo na sua representatividade e no seu desempenho⁴⁰.

Os operadores da RNT e da RND reportaram à ERSE a inexistência de linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos no final de 2024. A nível europeu, a adoção desta tecnologia encontra-se ainda numa fase muito inicial. Em França, por exemplo, existiam, no final de 2022, 10 linhas (com comprimento total acumulado de 266 km) exploradas nessas condições⁴¹.

Não obstante, e apesar de alguns desafios tecnológicos e de mercado ainda existentes, o potencial associado à exploração de linhas aéreas com parâmetros dinâmicos é amplamente reconhecido, tendo a ERSE conhecimento de projetos em curso promovidos pelos operadores da RNT e da RND.

³⁷ O recentemente aprovado Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico ([Regulamento n.º 987/2025](#), de 13 de agosto) estabelece a obrigação dos operadores de rede de distribuição enviarem à ERSE uma análise de viabilidade técnica e económica do recurso a tecnologias de comunicação recentes, complementares ou substitutas das atuais, visando a melhoria do desempenho no acesso remoto às instalações dos utilizadores de rede e no acesso, por parte destes, aos seus dados de energia.

³⁸ A adoção de parâmetros estáticos, definidos a partir de cenários conservadores, conduz à subutilização da infraestrutura.

³⁹ Com benefícios económicos para os consumidores, por exemplo reduzindo a necessidade de construção de novas linhas ou de recurso a mecanismos de resolução de restrições técnicas.

⁴⁰ Maior detalhe sobre este tema pode ser encontrado no ponto 3.3.2 do documento justificativo da proposta de indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, relativo à [Consulta Pública n.º 120](#).

⁴¹ De acordo com o relatório do regulador setorial francês (CRE) disponível em:

https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2023/2024-02_Rapport_indicateurs_eng.pdf

Por esta razão, com o objetivo de promover a sua adoção durante o próximo período regulatório (2026 a 2029), e de antecipar a sua utilização mais generalizada no futuro ⁴², a recente alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ⁴³ introduziu a figura dos projetos-piloto de sistemas de gestão dinâmica para otimização da capacidade das redes (art.º 155.º). Apesar da lógica voluntária para a apresentação de propostas, a ERSE insta os operadores da RNT ⁴⁴ e da RND a fazerem-no, no quadro do propósito de maximização da capacidade de transporte disponibilizada aos utilizadores da rede.

⁴² A incorporação de parâmetros dinâmicos deve ser feita de modo gradual, com base em análise custo-benefício e em critérios objetivos de seleção das linhas (e.g., linhas com maior registo de “congestionamento estático” em cenário de elevada eolicidade).

⁴³ [Regulamento n.º 1218/2025](#), de 7 de novembro, aprovado na sequência da [Consulta Pública n.º 134](#)

⁴⁴ No passado mês de outubro, o operador da RNT instalou uma nova versão do seu Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) com um conjunto de funcionalidades relevantes, designadamente, a possibilidade de exploração das linhas da RNT com recurso a parâmetros dinâmicos.

5 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA NO CONTEXTO DAS REDES INTELIGENTES

A transição em curso no setor elétrico, impulsionada pela digitalização das infraestruturas, está a transformar o modo como a qualidade de serviço técnica é monitorizada, gerida e regulada. A utilização de contadores inteligentes, sensores e sistemas de controlo remoto permite uma maior granularidade e rapidez na deteção, diagnóstico e resolução de incidentes.

Neste contexto, a avaliação da qualidade de serviço técnica deve evoluir para refletir a maturidade digital das redes e a capacidade de resposta proativa do operador de rede perante anomalias (e.g., incidentes ou perturbações de qualidade de energia elétrica (QEE) nas instalações de clientes), assegurando igualmente a antecipação e o tratamento eficaz das reclamações relativas a aspetos técnicos da qualidade de serviço.

Os indicadores analisados neste capítulo refletem esta nova dinâmica, com foco na utilização de dados das redes inteligentes para gestão da qualidade de serviço na rede de BT, onde o potencial da digitalização é maior, pois a RNT e a RND já se encontram amplamente automatizadas e monitorizadas.

A análise detalhada da qualidade de serviço técnica (abrangendo dimensões como a continuidade do fornecimento e a QEE) é objeto do Relatório Anual da Qualidade de Serviço Técnica do setor elétrico⁴⁵, elaborado ao abrigo do Regulamento da Qualidade de Serviço. Esse relatório é o principal instrumento de acompanhamento e divulgação pública do desempenho técnico das redes elétricas nacionais.

Análise da evolução dos indicadores de desempenho

A Tabela 5-1 e a Tabela 5-2 apresentam os indicadores de desempenho relativos à vertente técnica da qualidade de serviço, previstos na Diretiva n.º [19/2024](#), de 19 de agosto.

Tabela 5-1 – Taxa de ocorrências detetadas remotamente na rede de BT

Ano	N.º de ocorrências detetadas remotamente	Total de ocorrências na BT	Taxa
2024	160	111 662	0,14%

Fonte: Dados E-REDES

A taxa de ocorrências detetadas remotamente em 2024 é ainda reduzida (0,14%), refletindo a fase inicial de desenvolvimento da capacidade de monitorização remota em redes de BT.

⁴⁵ Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do setor elétrico – 2024, disponível no [link](#).

Apesar da cobertura já quase plena de contadores inteligentes, a deteção automática de incidentes na rede de BT requer a integração plena de sensores, controladores dos postos de transformação e algoritmos de análise de dados.

O valor reportado, embora modesto, constitui um ponto de partida relevante para o acompanhamento do progresso futuro, sendo expectável que aumente à medida que:

- forem alargadas as zonas de rede com monitorização contínua de tensão e corrente;
- se integrem sistemas de análise preditiva baseados nos dados de telecontagem e sensores de rede;
- sejam implementados mecanismos de deteção precoce de falhas, associados a interrupções ou degradação da qualidade da onda de tensão.

Neste âmbito, a E-REDES tem vindo a desenvolver projetos-piloto que visam precisamente dar cumprimento aos objetivos acima referidos. Entre estes, destacam-se:

- Projeto LV Control: permite a supervisão da rede de BT, aplicada a postos de transformação de distribuição, através da monitorização em tempo real do estado dos circuitos de BT e dos parâmetros de QEE, em conformidade com a norma NP EN 50160;
- Projeto [reCONNECT](#): permite antecipar e detetar anomalias na rede de BT resultantes de ruturas de neutro nas instalações dos consumidores, reduzindo a ocorrência de interrupções e melhorando a experiência do cliente através da atuação preventiva e da deteção precoce de incidentes.

Tabela 5-2 – Reclamações de QEE avaliadas com dados de contadores inteligentes na rede de BT

Ano	N.º de reclamações analisadas com dados de contadores inteligentes	Total de reclamações de QEE	Taxa
2023	1 549	3 273	47,3%
2024	2 347	3 525	66,6%

Fonte: Dados E-REDES

Entre 2023 e 2024 observou-se um aumento de 19,3% na taxa de reclamações relativa à QEE avaliadas com base em dados recolhidos automaticamente pelos contadores inteligentes. Esta evolução demonstra uma maior integração da infraestrutura AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) nos processos de análise de reclamações e de verificação técnica da QEE.

A consolidação destas tendências permitirá, a médio prazo, a redução dos tempos médios de resposta às reclamações de QEE, o aumento da precisão técnica nas avaliações, suportadas em dados reais, e a melhoria da fiabilidade dos diagnósticos e reforço da confiança do consumidor.

6 PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS À REDE E COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES: CHAVES PARA UMA GESTÃO EFICIENTE E FLEXÍVEL DO SISTEMA ELÉTRICO

Um sistema de redes inteligentes deve recorrer aos recursos distribuídos, de várias dimensões e tipologias, de modo a fazer face às exigências operacionais, maximizando a oferta de capacidade ao mercado e minimizando os custos de gestão.

A habilitação de instalações (utilizadores da rede) para prestar serviços à rede e ao sistema é o primeiro pilar desta arquitetura. Segue-se a capacidade dos operadores de rede e do gestor de sistema para identificarem, em tempo útil, as suas necessidades e contratarem os serviços correspondentes, que se mede na participação efetiva destes recursos nestas plataformas.

A REN reporta que, em 2024, a potência ativa instalada da produção renovável incluída no processo de resolução de restrições técnicas ou no mercado de serviços de sistema representava 44% do total. Importa referir que, da potência renovável não habilitada, metade (cerca de 5 GW) corresponde a parques eólicos com tarifa garantida, que passarão para regime de mercado nos próximos anos. Fruto do fim progressivo do regime de tarifa garantida e das alterações produzidas, quer ao nível da regulamentação, quer dos requisitos de licenciamento, espera-se que este valor tenda a crescer, em simultâneo com o incremento do valor da potência instalada de origem renovável.

Sobre a habilitação de novos participantes no processo de resolução de restrições técnicas e no mercado de serviços de sistema, importa mencionar iniciativas em curso que visam facilitar essa adesão.

Assim, em 2025, decorreu um projeto-piloto da REN sobre a prestação do serviço de regulação primária⁴⁶. Este projeto testou vários tipos de instalações com o objetivo de definir os termos da prestação e monitorização do serviço.

Adicionalmente, a REN apresentou outras propostas de projeto-piloto à ERSE, em avaliação, para a prestação de serviços de sistema em agregação, quer de regulação terciária⁴⁷, quer de regulação secundária⁴⁸. Estes projetos-piloto permitirão abrir os mercados de serviços de sistema a novos ativos e a novos modelos de participação, testando e reavaliando as regras de implementação de detalhe.

⁴⁶ Reserva de Contenção de Frequência (FCR)

⁴⁷ Reserva de Restabelecimento de Frequência com Ativação Manual (mFRR)

⁴⁸ Reserva de Restabelecimento da Frequência com Ativação Automática (aFRR)

Cabe ainda referir a recente introdução no quadro regulamentar (Regulamento Tarifário) de um mecanismo de incentivo dirigido ao Gestor Global do SEN, destinado a promover a integração de novos participantes nos mercados de serviços de sistema (em particular, para regulação secundária e terciária).

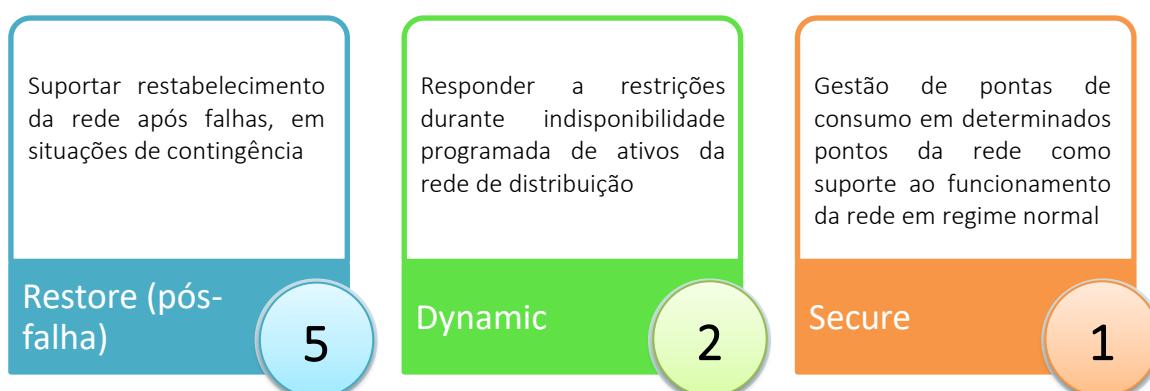
PROJETO-PILOTO “FIRME - FLEXIBILIDADE INTEGRADA EM REGIME DE MERCADO”

No âmbito das redes de distribuição, a designação adotada é a prestação de serviços de flexibilidade. A contratação destes serviços foi inicialmente prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e depois na regulamentação da ERSE (Regulamento de Operação das Redes, 2023). Atualmente, decorre um projeto-piloto da E-REDES para a contratação de flexibilidade em regime de mercado – o projeto FIRMe⁴⁹.

Este projeto foi aprovado em 2023 e os leilões para a seleção dos prestadores de serviços de flexibilidade decorreram através da plataforma Piclo⁵⁰, que apresenta as oportunidades (necessidades) de serviço do operador de rede e permite a inscrição dos ativos flexíveis pelos respetivos titulares. A plataforma recebe ainda as ofertas de preço para cada ativo e oportunidade.

Os serviços de flexibilidade foram tipificados em três (Figura 6-1), somando um total de oito oportunidades. Os prestadores de serviços de flexibilidade podem apresentar ofertas para os serviços cujas oportunidades abranjam a localização dos ativos inscritos.

Figura 6-1 – Serviços de flexibilidade (FIRMe)



⁴⁹ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/inovacao-e-desenvolvimento/firme>

⁵⁰ <https://www.piclo.com/opportunities/projeto-firme>

A primeira edição do projeto FIRMe decorre durante os anos de 2024 e 2025, tendo recebido inscrições de 102 ativos de flexibilidade (por 93 prestadores), que corresponderam a instalações de consumo, de armazenamento e de produção. Deste universo, foram obtidas ofertas viáveis de 15 prestadores e de 32 ativos, somando cerca de 20 MW de flexibilidade.

Aos leilões, seguiu-se um processo de testes de qualificação dos ativos e de formalização dos contratos de prestação de flexibilidade.

Já em 2025, a ERSE aprovou a segunda fase do projeto-piloto FIRMe, proposta pela E-REDES, para abranger 2026 e 2027. Os ativos inscritos para o segundo período foram 1 955 (2 094 MW), que compararam com os 102 (260 MW) do período anterior. As oportunidades a contratar também subiram de oito para 17, mantendo-se os produtos standard.

A contratação de flexibilidade pelo operador de rede tem múltiplos objetivos. Por um lado, permite otimizar custos, sejam relativos à mobilização de geradores de emergência durante manutenções ou ao adiamento de investimentos de reforço da rede. Por outro lado, permite melhorar a qualidade de serviço, reduzindo o tempo de reposição após falha. Quanto ao adiamento de investimentos, a contratação de flexibilidade reflete-se no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, sendo usado como hipótese alternativa a necessidades de investimento identificadas, como referido no Capítulo 0.

Nota-se ainda que a utilização de flexibilidade pelo operador de rede está associada a eventos de reduzida probabilidade de ocorrência. Quando os fenómenos locais são recorrentes ou estruturais, a alternativa de investimento é geralmente justificável. Assim, os serviços de flexibilidade até agora contratados apenas foram ativados por uma vez, em 2024, para o serviço Dynamic.

COORDENAÇÃO ENTRE OS OPERADORES DA RNT E DA RND

A gestão inteligente das redes passa necessariamente pela coordenação mais estreita entre os operadores da RNT e da RND. Uma parte significativa dos recursos ativos na gestão do sistema está ligada às redes de distribuição, incluindo a produção distribuída, que implica desafios crescentes na gestão dos trânsitos nas redes de distribuição. Em vários nós da RNT, a RND é excedentária e, portanto, injetora na rede de transporte, invertendo a lógica tradicional de funcionamento.

A resposta às necessidades da gestão do sistema e às da rede de distribuição pode ser conflituante, sendo fundamental a validação cruzada das ativações de recursos pelos respetivos operadores.

A REN e a E-REDES desenvolveram, em 2024, um acordo de cooperação que inclui novos procedimentos de coordenação, abrangendo a mobilização de ativos na RND pelo gestor de sistema, a gestão de congestionamentos na RND com recurso ao mecanismo de resolução de restrições técnicas do gestor do sistema e a mobilização de serviços de flexibilidade pelo operador da RND. Estes novos procedimentos estão ainda a ser concretizados nos sistemas de operação da rede, sobretudo os aspetos de troca de informação estática e dinâmica sobre as instalações ligadas à rede, bem como à respetiva ativação.

7 DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO: TRANSPARÊNCIA E PARTICIPAÇÃO

A informação é essencial para a tomada de decisão, permitindo compreender o contexto, antecipar cenários e sustentar escolhas racionais, baseadas em evidências. A informação tem origem em dados que, após tratamento e interpretação, adquirem significado e valor. As redes elétricas inteligentes geram e recolhem continuamente grandes volumes de dados. A abrangência dos dados que podem ser disponibilizados e o potencial transformador resultante da sua utilização é um eixo central para o desenvolvimento de um sistema inteligente. Essa disponibilização, sob a forma de dados individuais (específicos de um cliente) ou de dados agregados (agrupados em categorias, sob a forma de médias, etc.), promove transparência, inovação e participação democrática e informada.

O quadro regulamentar vigente determina a disponibilização diária pelos operadores de rede de dados individuais de consumo e/ou de injeção, quarto-horários e acumulados, de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, através de plataforma eletrónica ou em formato eletrónico, permitindo a sua leitura automática. Com exceção de um conjunto muito reduzido de instalações, ainda não integradas em rede inteligente, todos os clientes, respetivos comercializadores e agregadores e entidades terceiras (com permissão de acesso aos dados), podem aceder aos dados individuais recolhidos remotamente pelos operadores de rede. Assim é para todos os níveis de tensão e para todos os tipos de instalação (Tabela 7-1), potenciando, por exemplo, escolhas mais adequadas de ofertas de comercialização, ajustes da potência contratada, identificação de oportunidades de eficiência energética (por substituição de equipamentos ou por alteração de hábitos) ou correto dimensionamento de sistemas de autoconsumo.

Tabela 7-1 – Acesso online aos dados individuais

Rede	Nível de tensão	Tipo de instalação	2023	2024
RNT	MAT	Produção	100%	100%
		Armazenamento	100%	100%
		Consumo	100%	100%
RND	AT	Produção	100%	100%
		Consumo	100%	100%
	MT	Produção	100%	100%
		Consumo	100%	100%
RD BT ^(*)	BT	Produção	100%	100%
		Consumo BTE	100%	100%
		Consumo BTN	78%	98%

Fonte: Dados REN e E-REDES; ^(*) RD BT – rede de distribuição em BT

O acesso a este ambiente de dados (em regra, a área de cliente do site do operador de rede respetivo⁵¹) é facilitado pela publicação dos “Procedimentos de acesso aos dados”⁵², nomeadamente por entidades terceiras que pretendam fornecer serviços baseados em dados, com o devido consentimento do cliente.

O desempenho na disponibilização de dados individuais pelos operadores de rede está sujeito a supervisão. A recente reformulação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico⁵³ introduziu um conjunto de indicadores que, no futuro⁵⁴, permitirão acompanhar aspetos concretos para a avaliação desse desempenho, como sejam os tempos médios para a disponibilização de dados, as correções (frequência e volume) introduzidas em dados já disponibilizados, as taxas de disponibilidade das plataformas utilizadas para essa disponibilização ou o número de utilizadores ativos nessas plataformas.

Para além dos dados individuais, os operadores da RNT e da RND disponibilizam de forma pública informação sobre o sistema elétrico, através de plataformas de dados abertos. A maior parte dos dados aí disponibilizados é acessível também através de API (Interface de Programação de Aplicações). No caso da REN, a plataforma (chamada Data Hub⁵⁵) foi lançada em 2021 e, no caso da E-REDES (plataforma Open Data⁵⁶), no final de 2022.

Apesar do ainda curto historial destas plataformas, tem-se vindo a assistir à consolidação dos dados aí disponibilizados e ao crescimento do número de utilizadores, como se ilustra na Tabela 7-2.

Tabela 7-2 – Plataformas de dados abertos

Operador de rede	Plataforma	Ano	N.º de visitantes únicos
REN	Data Hub	2023	15 996
		2024	17 537
E-REDES	Open Data	2023	20 310
		2024	20 360

Fonte: Dados REN e E-REDES

⁵¹ Com exceção dos (poucos) clientes diretamente ligados à RNT, cuja disponibilização de dados é assegurada pela E-REDES, na sua qualidade de operador da RND.

⁵² <https://www.erne.pt/electricidade/procedimentos-de-acesso-a-dados-de-energia/>

⁵³ Aprovado pelo [Regulamento n.º 987/2025](https://www.erne.pt/electricidade/procedimentos-de-acesso-a-dados-de-energia/), de 13 de agosto

⁵⁴ O primeiro reporte é devido em julho de 2026.

⁵⁵ <https://datahub.ren.pt/>

⁵⁶ <https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/>

As plataformas de dados abertos possibilitam que cidadãos, académicos, empresas, municípios acedam a dados estruturais do setor elétrico, por essa via promovendo a inovação, a investigação e a criação de valor. É, por isso, importante, que os operadores divulguem estas plataformas, dando visibilidade ao trabalho já desenvolvido, mas, principalmente, potenciando a utilização dos dados. Do mesmo modo, é fundamental aprofundar o contacto com os atuais e os potenciais utilizadores, para que os operadores recolham os seus interesses e expectativas relativamente a novos *datasets* ou alteração dos já existentes.

A plataforma “Portal Nacional de Dados Abertos”⁵⁷ (portal de dados abertos da Administração Pública portuguesa), que tem como função agregar, referenciar e alojar dados abertos de diferentes organismos e setores da Administração Pública, constitui-se como o catálogo central de *open data* em Portugal. Na sequência do apagão ibérico ocorrido no dia 28 de abril de 2025, o Governo apresentou um pacote de 31 medidas para reforçar a segurança do SEN⁵⁸. Uma dessas medidas, integrando a área de atuação “Resiliência e segurança do SEN”, determina a publicação livre e gratuita, pelos operadores da RNT e da RND, de diversos dados de planeamento e operação do sistema elétrico, assegurando interoperabilidade com esta plataforma de dados abertos. Este exemplo ilustra, ao mais alto nível, a importância destas plataformas enquanto instrumentos de democratização do acesso à informação.

⁵⁷ <https://dados.gov.pt/pt/>

⁵⁸ <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc25/comunicacao/documento?i=pacote-de-medidas-para-reforcar-a-seguranca-do-sistema-elettrico-nacional>

8 CIBERSEGURANÇA: REQUISITO CRÍTICO DAS REDES INTELIGENTES

A cibersegurança constitui um aspeto essencial da resiliência do setor elétrico, refletindo a crescente digitalização das infraestruturas e a interdependência entre sistemas de controlo, redes inteligentes e plataformas de gestão de dados. As redes de transporte e distribuição de energia elétrica operam, cada vez mais, em ambientes digitais integrados, onde a disponibilidade, a integridade e a confidencialidade das infraestruturas de informação assumem um papel crítico na segurança do abastecimento e na continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

O quadro regulamentar europeu, incluindo a Diretiva de Segurança das Redes e da Informação (Diretiva NIS2⁵⁹) e o Código de Rede de Cibersegurança (NCCS⁶⁰), define requisitos comuns de proteção, deteção, resposta e partilha de informação entre os operadores das redes de transporte e de distribuição. Na sequência da adoção da Diretiva NIS2, Portugal aprovou o Decreto-Lei n.º [125/2025](#), de 4 de dezembro, que institui o regime jurídico da cibersegurança, transpondo a Diretiva NIS2 para o ordenamento jurídico nacional. Este enquadramento reforça a necessidade de os operadores integrarem requisitos de cibersegurança nos seus planos de investimento, contribuindo para a redução de riscos cibernéticos e para a segurança das infraestruturas e do sistema elétrico. Entre os principais instrumentos de referência destacam-se as normas internacionais e europeias de gestão de risco e de controlo de cibersegurança, bem como o *Cybersecurity Benchmarking Guide*⁶¹ da ACER, que estabelece critérios harmonizados para avaliar a maturidade cibernética dos operadores das redes.

Em Portugal, a Diretiva n.º [19/2024](#), de 19 de agosto, introduziu indicadores específicos de cibersegurança para monitorizar a evolução das capacidades operacionais e a eficácia das medidas de mitigação implementadas pelos operadores. A informação reportada pelos operadores, relativa aos anos de 2023 e de 2024, foi analisada de forma agregada e anonimizada, preservando a confidencialidade e centrando a avaliação nas principais tendências de evolução, garantindo a proteção da informação sensível.

A análise evidencia uma diminuição do número de incidentes de cibersegurança, sobretudo nas tentativas de intrusão e na exploração de vulnerabilidades, refletindo melhorias nas práticas de gestão do risco e

⁵⁹ Diretiva (UE) [2022/2555](#) do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de dezembro de 2022, relativa a medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de cibersegurança na União

⁶⁰ Regulamento Delegado (UE) [2024/1366](#) da Comissão de 11 de março de 2024, que estabelece o código de rede relativo a regras setoriais para os aspetos ligados à cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade

⁶¹ *Cybersecurity benchmarking guide: Pursuant to the network code for cybersecurity aspects of cross-border electricity flows*, disponível no [link](#).

maior eficácia dos mecanismos de prevenção e deteção precoce de ameaças. Em paralelo, observou-se um aumento das vulnerabilidades corrigidas, refletindo o reforço dos sistemas de monitorização contínua e da aplicação de atualizações e correções de *software*.

O tempo médio de resposta a ameaça cibernética manteve-se estável, demonstrando a consolidação dos procedimentos internos de deteção, contenção e mitigação, embora subsistam margens de melhoria na rapidez de atuação, especialmente através da automação dos processos de deteção, contenção e mitigação.

Relativamente aos custos com cibersegurança, estes permaneceram estáveis, traduzindo uma consolidação dos investimentos realizados pelos operadores das redes. Esta tendência deve ser acompanhada para avaliar se os recursos aplicados estão a produzir os resultados esperados — nomeadamente a redução de vulnerabilidades, o reforço da resiliência e ganhos de eficiência na operação das redes. Embora a estabilidade dos custos possa indicar uma gestão eficiente e processos de segurança maduros, é importante manter alguma prudência, visto que reduções significativas ou prolongadas do investimento poderão fragilizar a capacidade de resposta a médio prazo.

Para reforçar a resiliência cibernética das redes, são recomendáveis o investimento em ferramentas de monitorização e a avaliação periódica da eficácia dos recursos aplicados. A evolução deve ser monitorizada de forma contínua, considerando o caráter dinâmico e adaptativo das ameaças cibernéticas, mantendo um nível de investimento adequado e sustentável para assegurar a conformidade com os requisitos regulamentares.

Salienta-se ainda que a regulamentação europeia em cibersegurança introduz exigências adicionais aos operadores das redes, que passam a estar sujeitos a requisitos reforçados de gestão de risco, certificação e auditoria. Neste contexto, nos termos do artigo 35.º do NCCS, a ENTSO-E, em cooperação com a EU DSO *Entity*, lançou uma consulta pública sobre recomendações⁶² de aquisição para *gateways* de subestação. Estas recomendações, embora não vinculativas, definem requisitos de cibersegurança que podem orientar os operadores na aquisição de equipamentos para subestações, promovendo uma implementação coerente e segura em toda a União Europeia.

⁶² *Public Consultation on Procurement Recommendations for Substation Gateways*, disponível no [link](#).

9 EVOLUÇÃO ECONÓMICA DAS REDES INTELIGENTES: INDICADORES E TENDÊNCIAS

No contexto atual de digitalização do setor elétrico, as redes inteligentes devem potenciar os benefícios dos serviços prestados aos clientes e promover uma nova abordagem ao planeamento e investimento, suportada nos dados recolhidos e em novas soluções que permitam otimizar, adiar, ou mesmo evitar, investimentos em nova capacidade de rede, sem colocar em causa a qualidade dos serviços prestados.

Atendendo ao estágio inicial deste processo de monitorização e mensuração do desenvolvimento das redes inteligentes, a Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, estabelece um conjunto de indicadores económicos, que deverá beneficiar de aperfeiçoamentos futuros decorrentes, quer da experiência adquirida a nível nacional, quer de trabalhos em curso a nível europeu, prevendo-se um processo de convergência progressiva de harmonização dos indicadores adotados pelos vários reguladores europeus.

A definição de alguns indicadores económicos foi um primeiro passo no acompanhamento dos impactes económicos nas redes de distribuição, tendo presente a evolução tecnológica associada a este novo paradigma de redes inteligentes. Para este fim, a ERSE definiu os seguintes cinco indicadores para avaliar o nível de desenvolvimento das redes inteligentes na perspetiva económica, incluindo os custos e potenciais benefícios inerentes: (i) J1 - Coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes, (ii) J2 - Custo total de investimento por instalação integrada nas redes inteligentes, (iii) J3 - Percentagem de investimento alocado ao desenvolvimento de redes inteligentes, (iv) J4 - Custo unitário de leitura de contadores no local e (v) J5 - Custo unitário de outras operações locais.

A Tabela 9-1 sumariza os indicadores reportados pela E-REDES, na qualidade de operador de rede em BT, para os anos de 2023 e 2024.

Tabela 9-1 – Indicadores económicos

Nível de tensão	Indicador	Unidade	2023	2024
BT	J1	%	37,8%	41,4%
	J2	EUR/Instalação	65,05	68,17
	J3	%	2,3%	3,0%
	J4	EUR/Leitura	0,74	1,40
	J5	EUR/Ponto de entrega	23,82	31,66

Fonte: Dados E-REDES

O indicador J1 tem como objetivo acompanhar a vida útil dos contadores inteligentes em BT, caracterizando o envelhecimento destes ativos, procurando identificar, antecipadamente, as necessidades

de investimento em novos equipamentos. Pressupondo uma vida útil contabilística de 12 anos⁶³, a idade média dos contadores seria de 5,0 anos em 2024 e de 4,5 anos em 2023.

Em relação ao investimento alocado à integração das instalações nas redes inteligentes (J2), que abrange o custo total relacionado com o equipamento, a instalação, as comunicações, os sistemas de informação e os serviços ao cliente, verificou-se, entre 2023 (65,1 EUR/Instalação) e 2024 (68,2 EUR/Instalação), um aumento unitário, que se justifica, designadamente, com o facto do processo de integração ainda estar a decorrer, assim como com o aumento de algumas naturezas dos custos de instalação (e.g., mão de obra).

Por outro lado, verificou-se também um aumento do peso dos investimentos relacionados com o desenvolvimento das redes inteligentes no imobilizado total (J3) entre o ano de 2023 (2,3%) e o ano de 2024 (3,0%), evidenciando o esforço do operador na integração de contadores inteligentes, processo que ficou praticamente concluído no final de 2024.

Uma das vantagens das redes inteligentes é a possibilidade de realizar remotamente várias operações, que antes obrigavam a deslocações do operador às instalações. Os indicadores J4 e J5 permitem acompanhar os custos com operações locais. No ano de 2024, o custo de uma leitura local (J4) era de 1,40 EUR/leitura, um aumento significativo face ao valor de 2023, de 0,74 EUR/leitura. Para o custo unitário de outras operações locais (J5), também se observa um aumento de 23,82 EUR/Ponto de entrega em 2023 para 31,66 EUR/Ponto de entrega em 2024. Esta tendência de aumento deverá manter-se, em resultado da diminuição do número de deslocações e dos custos fixos associados às mesmas. No entanto, em termos de custos totais, para ambos os indicadores, verifica-se uma redução entre 2023 e 2024. No que respeita ao indicador J4, em 2023 o custo com leituras locais foi de 4,1 milhões de euros e em 2024 de 3,1 milhões de euros. Em relação ao indicador J5, em 2023 o custo com outras operações locais foi de 25,3 milhões de euros, sendo que em 2024 foi de 21,5 milhões de euros.

⁶³ Com base no prazo legal de verificação periódica dos contadores, como estabelecido no Quadro n.º 1 do Anexo da [Portaria n.º 321/2019](#), de 19 de setembro.

10 APAGÃO IBÉRICO DE 28 DE ABRIL DE 2025: IMPLICAÇÕES PARA A INTELIGÊNCIA DO SEN

No dia 28 de abril de 2025, pelas 11:33 (hora de Portugal continental), ocorreu um apagão generalizado em Portugal e Espanha, que afetou mais de 36 milhões de clientes no sistema elétrico da Península Ibérica (Apagão Ibérico de 28 de abril).

Após o apagão, o SEN foi totalmente restabelecido em cerca de 12 horas, no caso da RNT, e de 16 horas, para a totalidade dos clientes ligados à rede de distribuição.

Este incidente representou o maior apagão na Europa em mais de 20 anos e o primeiro a evidenciar o problema do controlo de tensão face à cada vez maior presença de instalações de produção assíncronas.

Um evento desta complexidade deve ser estudado e aproveitado para retirar conclusões sobre melhorias a introduzir. Se, por um lado, o sistema elétrico está mais complexo e dinâmico, por outro lado, está também mais equipado com sensores e capacidade de controlo em vários níveis e elementos da rede.

Embora seja uma preocupação recorrente do Gestor Global do SEN e dos operadores de redes desde há anos, este apagão evidenciou a necessidade de reforçar a observabilidade e controlabilidade das instalações ligadas à rede. Esse reforço pode ter várias dimensões, como: i) a recuperação do passivo de observabilidade relativo a centrais eólicas mais antigas e não sujeitas aos requisitos atuais (medida já prevista no contexto do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema), ii) a revisão do limiar de observabilidade definido (1 MW em instalações de produção ou de armazenamento), pelo menos em certo tipo de instalações, não apenas reduzindo esse limiar, mas também incluindo instalações de consumo com comportamento mais impactante na rede (grandes consumidores, cargas controláveis como os pontos de carregamento de veículos elétricos ou até ativos instalados *behind-the-meter*).

O tema da observabilidade e da controlabilidade é discutido no Capítulo 0 deste relatório, estando também associado ao acesso com restrições, objeto do Capítulo 0.

O Apagão Ibérico de 28 de abril mostrou a necessidade de convocar mais instalações e assegurar o cumprimento de requisitos exigentes das instalações de produção mais significativas, por exemplo, no campo do controlo de tensão e de potência reativa. Tal implica a promoção de adaptação das instalações existentes a esses requisitos e a verificação do seu cumprimento. Dado o ritmo de evolução da transição energética, e atendendo a que as centrais convencionais, frequentemente, não são encontradas em mercado, será necessário revisitar os requisitos de ligação dos produtores pré-existentes às regras em vigor, sob pena de se manter o atual estado de intervenção do Gestor Global do SEN sobre os resultados

do mercado, através do mecanismo de resolução de restrições técnicas, que tem custos elevados. Esta aplicação dos requisitos mais recentes passa pela promoção da habilitação de mais instalações para a prestação de serviços de sistema, mas também poderá necessitar de maior intervenção sobre estas alterações, recorrendo eventualmente à compensação dos custos de adaptação.

É também importante relevar a necessidade de monitorizar o cumprimento dos requisitos aplicáveis às instalações elétricas, incluindo as suas parametrizações. Essa monitorização e *enforcement* das regras aplicáveis é um forte contributo para a resiliência do SEN.

A segurança e a robustez das comunicações são aspectos fundamentais do funcionamento das redes inteligentes, sublinhados pelo caráter distribuído dos recursos e pela sua gestão ativa. O processo de reposição após o Apagão Ibérico de 28 de abril foi fonte de aprendizagem para outras áreas de operação, e.g., os meios de comunicação operacionais. Estes meios foram postos à prova neste incidente, pois a rede de comunicações móveis (que, entretanto, se tornou a norma na sociedade) colapsou ao fim de algumas horas. No futuro, com frotas dos piquetes dotadas de veículos elétricos, por exemplo, deverá ser assegurada a autonomia destas equipas perante um evento prolongado de falta de abastecimento elétrico. A dimensão da cibersegurança, abordada no Capítulo 0 deste relatório, concorre para esta preocupação.

O plano de deslastre automático de cargas atuou durante o Apagão, embora sem conseguir alterar o resultado final. Esse plano assenta em pressupostos que estão a ser desafiados pela transição energética e pela digitalização. As novas instalações de armazenamento (baterias) ou de conversão de energia (eletrolisadores), devem ser analisadas numa perspetiva comparável à bombagem, contribuindo para a primeira linha de defesa do SEN. O deslastre de linhas de distribuição terá de ser visto numa perspetiva mais dinâmica, pois a produção descentralizada omnipresente na rede de distribuição faz com que a carga líquida dessas linhas possa variar muito, e.g., em função da disponibilidade momentânea de energia solar.

Deve também ser discutido o papel dos grandes clientes no plano de deslastre, quer os industriais eletrointensivos, quer os novos tipos de instalações como os eletrolisadores, os pontos de carregamento de veículos elétricos de elevada potência (e, eventualmente, bidirecionais) e os *data centres*. Este tipo de instalações mais avançadas deverá também ser envolvido na prestação de serviços de sistema, como a FCR ou o controlo de tensão, numa abordagem complementar ao plano de deslastre.

Em síntese, o Apagão veio pôr em evidência a necessidade de reforçar a resiliência das redes e do sistema elétrico perante o avanço da transição energética: as dimensões associadas à gestão inteligente das redes concorrem para o mesmo objetivo e são, em muitos casos, a resposta efetiva para os desafios colocados.

11 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente relatório foi elaborado em cumprimento do disposto no art.º 249.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Estabelece um ponto de situação abrangente sobre o desempenho dos operadores da RNT e da RND no desenvolvimento de uma rede elétrica inteligente (*smart grid*).

A avaliação do progresso quanto à gestão inteligente das redes recorreu aos indicadores definidos pela Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, organizados em 10 dimensões: a) Planeamento da rede e gestão de ativos, b) Observabilidade e controlabilidade, c) Gestão de ativos e perdas, d) Qualidade de serviço, e) Prestação de serviços à rede, f) Coordenação entre operadores, g) Novos atores, h) Prestação de informação, i) Cibersegurança e j) Eficiência económica. O relatório considera ainda informação de contexto recolhida de outras fontes, que complementa os indicadores apresentados pelos operadores de rede.

A principal conclusão deste exercício é a verificação do forte e generalizado empenho e compromisso dos diversos intervenientes em aprofundar as condições de inteligência da rede e utilizá-las nas atividades do setor elétrico, visando o cumprimento dos objetivos nacionais de transição energética, designadamente a integração de energias renováveis, a eletrificação e a eficiência energética.

Pese embora a evolução positiva que a análise revela para cada uma das dimensões avaliadas, o ritmo da transição energética, a crescente complexidade do sistema e a manifesta necessidade de resiliência e segurança reforçam a importância de aprofundar a inteligência da rede nas diversas vertentes.

A análise ao Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025 evidencia, por exemplo, a necessidade de 1) reforçar a observabilidade e controlabilidade das instalações ligadas à rede (incluindo o *retrofitting* de instalações produtoras mais antigas), 2) convocar mais instalações e assegurar o cumprimento de requisitos exigentes das instalações de produção mais significativas, e.g., no campo do controlo de tensão e de potência reativa e 3) repensar o plano de deslastre automático de cargas, à luz das novas instalações de armazenamento (baterias) ou de conversão de energia (eletrolisadores), mas também da produção descentralizada omnipresente na rede de distribuição, assim como o papel que os grandes clientes (industriais eletrointensivos, pontos de carregamento de veículos elétricos, *data centres*) devem assumir nesse plano.

Como corolário, o relatório apresenta 10 recomendações, que têm como principais destinatários os operadores de rede, enquanto agentes centrais no processo de desenvolvimento das redes inteligentes (Tabela 11-1).

Tabela 11-1 - Recomendações resultantes da análise realizada

	Recomendação	Destinatário(s)
1	Adotar metodologias de planeamento probabilísticas, baseadas no conhecimento da rede, permitindo, por esta via, promover a utilização sustentável das infraestruturas existentes.	Operadores da RNT e da RND
2	Concluir rapidamente o processo de integração de instalações de BT em rede inteligente, cumprindo o Decreto-Lei n.º 15/2022.	Operadores de rede em BT
3	No quadro da elaboração do Regulamento das Redes, reavaliar os limiares de observabilidade e de controlabilidade das instalações injetoras e considerar a incorporação de requisitos para instalações de consumo de maior dimensão, e.g., com pontos de carregamento de veículos elétricos e/ou ativos de produção e armazenamento <i>behind-the-meter</i> . Esta reavaliação deve ponderar as soluções tecnológicas e os respetivos custos, bem como assentar na harmonização de requisitos à escala europeia e na interoperabilidade entre o ORT e o ORD.	DGEG
4	Adaptar (<i>retrofitting</i>) rapidamente, o mais tardar até 12/3/2027, as instalações de produção em regime de mercado (com licença de exploração anterior à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e com potência de ligação igual ou superior a 10 MW) aos requisitos de observabilidade e de controlabilidade.	Produtores em regime de mercado, em articulação com o Gestor Global do SEN
5	Adotar medidas visando a melhoria significativa das taxas de sucesso na comunicação com as instalações dos utilizadores de BT.	Operadores de rede em BT
6	Apresentar à ERSE projetos-piloto no âmbito de sistemas de gestão dinâmica para otimização da capacidade das redes (e.g., <i>dynamic line rating</i>), com vista a explorar a rede de forma otimizada, com valores de capacidade mais ajustados à realidade.	Operadores da RNT e da RND
7	Implementar o direito de participação nos serviços de sistema por novos tipos de instalações, como os ativos com potência inferior a 1 MW em agregação, as instalações hibridizadas, os ativos <i>behind-the-meter</i> e os pontos de carregamento de veículos elétricos. Esta implementação deve ser gradual, recorrendo, se necessário, a projetos-piloto.	Gestor Global do SEN
8	Consolidar o recurso a serviços de flexibilidade, como alternativa ou em antecipação ao investimento, na aceleração da disponibilização de capacidade da rede.	Operador da RND

9	Promover ações de divulgação das plataformas de dados abertos, incluindo contacto com atuais e potenciais utilizadores, para identificação de oportunidades de melhoria.	Operadores da RNT e da RND
10	Manter um nível de investimento estável e sustentável em cibersegurança que garanta a aplicação das normas recomendadas e a conformidade com os requisitos regulamentares.	Operadores da RNT e da RND

O presente Relatório deverá ser atualizado de dois em dois anos, conforme a lei nacional e as diretrivas europeias. Essas atualizações serão uma oportunidade de avaliar os desenvolvimentos nas lacunas agora identificadas e de integrar nas análises séries de dados mais longas, observando tendências.

O Relatório reconhece a rápida transformação da atividade de operação das redes de eletricidade, quer no contexto tecnológico e de mercado, quer nos desafios e nas alterações de paradigma que a transição energética promove. Reconhece ainda que os operadores de rede têm vindo a incorporar as novas tecnologias, a incrementar os serviços disponibilizados aos clientes e ao mercado e respondendo aos desafios e objetivos regulamentares.

A gestão inteligente das redes assenta também na participação ativa dos respetivos utilizadores. Esta participação deve ser incentivada, recompensando os utilizadores pelos serviços prestados, e facilitada, reformulando os procedimentos e requisitos para se adaptarem a novos tipos de agentes. Cabe ainda ao mercado e aos agentes, o desenvolvimento de ofertas comerciais que façam a intermediação entre os utilizadores e os operadores.



ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa

+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt