ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSULTA DE INTERESSADOS 5/2024

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de padrões de qualidade de serviço para avaliação do desempenho dos operadores das redes (art.º 98.º, 99.º e 100.º do RQS)

agosto - 2024

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
2 PROPOSTAS DE PADRÕES 3
2.1 Serviços prestados remotamente (art.º 98.º do RQS) 3
2.2 Disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes (art.º 99.º do RQS) 5
2.3 Correção de valores de anomalias de medição e leitura (art.º 100.º do RQS) 8
3 RESUMO DAS PROPOSTAS 15
ANEXOS 16

1 INTRODUÇÃO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, e a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, determinou à ERSE que produzisse nova regulamentação e que adaptasse a existente às mudanças de regime operadas.

Em consequência, a ERSE submeteu a consulta pública uma proposta de revisão regulamentar do setor elétrico, que versou também, em situações pontuais, sobre matérias respeitantes ao Sistema Nacional de Gás (SNG). O processo de discussão culminou na publicação dos diversos regulamentos em julho de 2023.

Um dos principais desenvolvimentos deste processo de revisão foi o estabelecimento das redes inteligentes como o novo referencial do setor elétrico[1]. Com efeito, da recolha diária e remota de leituras, à disponibilização de dados para faturação sem estimativas, passando pela prestação remota de diversos serviços pelos operadores aos clientes, vários são os exemplos de concretização regulamentar desta realidade.

Tendo presente este novo quadro de regras, e no que releva para a presente consulta, foram introduzidos no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS), aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, os seguintes indicadores gerais, direta ou indiretamente relacionados com as redes inteligentes:

- indicador geral do desempenho nos serviços prestados remotamente [art.º 98.º];
- indicador geral do desempenho na disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes [art.º 99.º];
- indicador geral do desempenho na correção de valores de anomalias de medição e leitura [art.º 100.º].

[1] O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determina a obrigação de integração em rede inteligente da totalidade das instalações dos clientes de Portugal continental até ao final de 2024. Adicionalmente, os operadores das redes das regiões autónomas assumiram o objetivo de completar essa integração até ao final de 2025, no caso da Região Autónoma da Madeira e até ao final de 2028, no caso da Região Autónoma dos Açores.

Nos termos estabelecidos no RQS, cabe à ERSE aprovar padrões para aplicar a estes indicadores gerais, na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores de redes de distribuição do setor elétrico e do setor do gás (neste último caso, apenas para o indicador previsto no art.º 100.º do RQS).

Tendo os operadores de redes apresentado as suas propostas, a ERSE trabalhou sobre as mesmas e vem agora submeter o resultado desse trabalho a consulta de interessados.

A análise das propostas apresentadas pelos operadores e, bem assim, o desenvolvimento das opções da ERSE, encontram-se nos capítulos seguintes deste documento justificativo. Adicionalmente, as propostas dos operadores são apresentadas em anexo.

A consulta decorre entre o dia 5 de agosto e o dia 30 de setembro de 2024, sendo este o período durante o qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre a proposta apresentada pela ERSE.

Os contributos podem ser enviados preferencialmente por email ou, em alternativa, por correio, para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CI nº5 ou Consulta de Interessados nº 5):

- Endereço eletrónico: consultainteressados@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

Após a consulta, a ERSE elaborará um relatório da consulta de interessados e aprovará os referidos padrões de qualidade de serviço.

2 PROPOSTAS DE PADRÕES

2.1 SERVIÇOS PRESTADOS REMOTAMENTE (ART.º 98.º DO RQS)

ENQUADRAMENTO

A progressiva introdução das redes inteligentes (no setor elétrico) permite que muitos dos serviços habitualmente prestados localmente, ou seja, na instalação do cliente, possam ser prestados de modo remoto, sem que seja necessária a deslocação ou a presença do cliente. Esta evolução conduziu a que, na revisão regulamentar de 2023, se tenha estabelecido no RQS um indicador para medir a qualidade dos serviços prestados remotamente, bem como um padrão, a respeitar pelos operadores de redes de distribuição, que garanta um nível mínimo nos serviços prestados.

Os serviços prestados remotamente podem ser agrupados do seguinte modo:

- Ativação de fornecimento – 24 horas ou três horas se urgente (dias úteis) [Art.º 71.º do RQS];
- Restabelecimento do fornecimento ou reposição da potência contratada após facto imputável ao cliente – seis horas ou três horas se urgente [Art.º 91.º do RQS];
- Desativação de fornecimento – 24 horas ou três horas se urgente [Art.º 96.º do RQS];
- Todos os restantes serviços que sejam prestados remotamente em substituição de visita combinada[2] – 24 horas se não for necessária a presença do cliente ou 60 minutos (a contar da hora e data acordada com o cliente) se for necessária a presença do cliente, dias úteis [Art.º 76.º do RQS].

O indicador geral previsto no RQS [art.º 98.º] é calculado como o quociente entre o número de serviços realizados remotamente dentro do prazo e o número total de serviços. O padrão, a aprovar na sequência desta consulta, é um valor anual a cumprir pelos operadores de rede de distribuição.

[2] Por exemplo, a alteração remota da potência contratada.

PROPOSTAS DOS OPERADORES DAS REDES

A E-REDES apresentou, conforme previsto no RQS, proposta para este padrão, tendo sido o único operador a fazê-lo. Para o efeito, a E-REDES teve por base o desempenho verificado em 2022 e 2023, conforme quadro seguinte.

	2022Q1	2022Q2	2022Q3	2022Q4	2022	2023Q1	2023Q2	2023Q3	2023Q4	2023
Artigo 71.º - Obrigações relativas à ativação remota do fornecimento	99,97%	99,71%	98,53%	99,96%	99,52%	99,93%	99,87%	99,99%	98,75%	99,65%
Artigo 91.º - Obrigações relativas ao restabelecimento remoto do fornecimento após redução de potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente	99,28%	98,85%	98,55%	99,24%	98,95%	99,80%	99,11%	99,47%	98,97%	99,32%
Artigo 96.º - Obrigações relativas à desativação remota do fornecimento	99,47%	97,83%	99,57%	99,46%	99,11%	99,17%	99,02%	99,28%	98,04%	98,87%
Padrão Global	99,40%	98,81%	98,69%	99,36%	99,04%	99,72%	99,18%	99,50%	98,81%	99,30%

Fonte: E-REDES

A E-REDES alerta para alguma variabilidade entre trimestres, esperando ainda que esta variabilidade se agrave na fase final de integração das instalações BTN em redes inteligentes, uma vez que o número de instalações por DTC[3] aumentará e porque a fase final da campanha de integração terá maior incidência em redes rurais, mais extensas e com piores condições de comunicação via PLC[4].

Assim, a E-REDES propõe que o padrão seja 98%.

PROPOSTA DA ERSE

Tendo em conta o pouco histórico existente, dada a novidade deste indicador, bem como o facto de o valor proposto ser já um valor elevado, a ERSE concorda com a E-REDES, propondo que o padrão se fixe em 98%.

[3] *Distribution Transformer Controller* – equipamento instalado em cada posto de transformação que agrega a informação recebida de cada contador inteligente.

[4] *Power Line Communication* – tecnologia utilizada na comunicação entre o contador e o DTC que utiliza a própria rede elétrica para troca de dados.

2.2 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS REAIS PARA FATURAÇÃO DO ACESSO ÀS REDES (ART.º 99.º DO RQS)

ENQUADRAMENTO

Explorando as potencialidades das redes inteligentes, o Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, na redação vigente, determina uma periodicidade diária de leitura para todas as instalações de clientes exceto, no caso da BTN, para aquelas instalações que ainda não estejam integradas em rede inteligente ou ao abrigo de regimes jurídicos que imponham essa periodicidade de leitura (e.g., o autoconsumo ou a mobilidade elétrica)[5].

Adicionalmente, o RRC estabelece que 1) a faturação do consumo dos clientes de energia elétrica pelos respetivos comercializadores se baseia nos valores registados nos equipamentos de medição e que 2) nos casos em que não seja possível recolher esses valores dos equipamentos de medição, o consumo deve ser estimado.

O recurso a estimativas para faturação é, em regra, mal compreendido e mal recebido pelos clientes sendo, a par dos subsequentes acertos de faturação, indutor de conflitualidade. Por estas razões, a faturação com dados exclusivamente reais é um dos benefícios das redes inteligentes mais valorizados. Ora, uma vez que a principal causa para estimativa de consumos é a frequência de leitura inferior à de faturação, e tendo em consideração o que se referiu anteriormente acerca da periodicidade diária de leitura no caso de instalações integradas em rede inteligente, o RRC, para estas instalações, só prevê o recurso a estimativas perante anomalias de medição ou de leitura[6], situações que se revestem de caráter excecional.

Em resumo, a faturação do consumo de instalações integradas em redes inteligentes deve basear-se em dados reais de medição, e apenas em caso de anomalia que impeça ou condicione a utilização desses dados é possível o recurso a estimativa.

Assim, para efeitos de avaliação do desempenho dos operadores de rede de distribuição de energia elétrica na disponibilização de dados para faturação sem recurso a estimativas, foi introduzido no RQS (art.º 99.º)

[5] Nestas situações, em que a periodicidade de leitura não é diária, os operadores de rede de distribuição de energia elétrica devem cumprir o padrão (fixado em 92%) para o indicador previsto no RQS para o desempenho na frequência da leitura local de equipamentos de medição, calculado através do quociente entre o número de leituras locais com intervalo face à leitura local anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras locais.

[6] O capítulo 4 do presente documento é dedicado ao indicador para avaliação do desempenho dos operadores das redes de distribuição (de eletricidade e de gás) na correção de valores de anomalias de medição e leitura.

um novo indicador geral, que incide na disponibilização de dados (pelos operadores de redes aos comercializadores) para faturação mensal do acesso às redes. O indicador é calculado pelo quociente entre o número de faturas com estimativas emitidas pelo operador e o número total de faturas emitidas pelo operador.

Note-se que, para faturação das opções tarifárias de acesso às redes atualmente existentes, é suficiente a disponibilização de dados de consumo agregados por período horário[7]. Nesta medida, um desempenho ótimo do operador de rede à luz deste novo indicador pode não significar ausência de estimativas na fatura dos clientes, nos casos em que a faturação dependa de dados com maior desagregação temporal, baseados na recolha de diagramas de carga (e.g., contratos a preços indexados, autoconsumo, mobilidade elétrica). À data de hoje, no entanto, essas instalações constituem uma pequena minoria, pelo que a disponibilização de dados reais de consumo, agregados por período horário (pelos operadores das redes aos comercializadores) garante, em larga medida, um processo de faturação (pelos comercializadores aos clientes) sem recurso a estimativas[8].

PROPOSTAS DOS OPERADORES DAS REDES

O único operador de rede de distribuição de energia elétrica que apresentou à ERSE uma proposta de padrão para o indicador geral (relativo ao desempenho na disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes, como estabelecido no artigo 99.º do RQS) foi a E-REDES.

Os principais aspetos da proposta da E-REDES[9] são os seguintes:

- O indicador deve ter por base os primeiros cálculos, por ponto de entrega e período de faturação;
- Para o período amostral compreendido entre dezembro de 2023 e parte de janeiro de 2024, os valores do indicador, com o pressuposto do ponto anterior, desagregado por nível de fornecimento e, no caso da BTN, em função da integração ou não em rede inteligente, foram os seguintes:

BTE	BTN		Total
	Integrada em rede inteligente	Não integrada em rede inteligente	
1,05%	4,64%	66,53%	20,31%

[7] Super vazio, vazio normal, cheias e ponta.

[8] Ou, no mesmo sentido, as estimativas inscritas na fatura emitida pelo comercializador serão um reflexo das estimativas utilizadas na respetiva faturação do acesso pelo operador de rede ao comercializador.

[9] Recorde-se que todas as propostas recebidas são reproduzidas em anexo ao presente documento justificativo.

- São propostos dois valores para o padrão, um a vigorar em 2024 (último ano com instalações em BTN não integradas em rede inteligente) e outro a partir de 2025, nos seguintes termos:

2024	≥ 2025
16%	8%

- O padrão para o ano de 2025 e para os anos seguintes teve por base o valor médio observado na BTE e na BTN integrada em rede inteligente, acrescido de duas vezes o desvio padrão da amostra, e excluindo valores motivados por incidentes não recorrentes.

PROPOSTA DA ERSE

A par das propostas de padrões a adotar para cada um dos indicadores gerais abrangidos por este procedimento de consulta, a ERSE propõe igualmente a introdução de um conjunto de pequenas clarificações ao nível da respetiva redação regulamentar, melhor concretizando os princípios que motivaram o estabelecimento destes indicadores e, bem assim, os respetivos perímetros de aplicação e de cálculo.

Deste modo, no que concerne ao indicador geral relativo ao desempenho na disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes (como estabelecido no artigo 99.º do RQS), são objeto de clarificação regulamentar os seguintes três aspetos:

- O indicador aplica-se aos operadores de redes de distribuição de energia elétrica de Portugal continental e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira;
- O indicador incide unicamente nas instalações em baixa tensão integradas em rede inteligente[10];
- O indicador deve ser calculado para a primeira faturação mensal do acesso às redes, de cada ponto de entrega.

[10] Note-se que, desta forma, se imuniza o cálculo do indicador (e, portanto, o valor do padrão a aprovar) do desempenho registado nas instalações em baixa tensão não integradas em rede inteligente. Assim, evita-se a aprovação de padrões em função do estado de desenvolvimento das redes inteligentes (que, para mais, varia de operador para operador). Importa ainda referir que o RQS já estabelece um indicador geral e padrão respetivo para avaliar a leitura local dos equipamentos de medição, elemento impactante na faturação por estimativa ou com base em dados reais.

Adicionalmente, é ainda proposta a retificação da fórmula de cálculo do indicador, inscrevendo no numerador o número de faturas sem estimativas[11].

Atendendo ao que se expôs anteriormente, mas também à novidade do indicador e à existência de uma única proposta, a ERSE propõe que o valor do padrão aplicável à avaliação do desempenho na disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes seja de 92%. Este valor corresponde ao proposto pela E-REDES, considerando a retificação agora introduzida na fórmula de cálculo do indicador.

2.3 CORREÇÃO DE VALORES DE ANOMALIAS DE MEDIÇÃO E LEITURA (ART.º 100.º DO RQS)

ENQUADRAMENTO

Como se referiu no capítulo anterior, as anomalias de medição e leitura são uma das causas para a utilização de estimativas no processo de disponibilização de dados[12]. Acresce que, na decorrência de anomalia ainda não detetada pelo operador de rede, a disponibilização de dados baseia-se em valores incorretos de consumo. Por estas razões, importa que, uma vez detetada a anomalia, o operador de rede seja diligente não apenas na eliminação dessa anomalia, mas também na correção dos valores (estimados e/ou incorretos) anteriormente apurados.

No procedimento de revisão regulamentar que teve lugar em 2023, a ERSE propôs estabelecer no RRC que a correção de valores de anomalias de medição e de leitura pelos operadores de redes de distribuição deveria ser efetuada preferencialmente até ao fecho do período de faturação de acesso às redes imediatamente seguinte, não podendo em qualquer caso ser superior a 30 dias.

Objetivamente, tratava-se de estabelecer (no RRC) a regra já inscrita no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (ponto 30) e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás (ponto 22).

[11] A atual redação do RQS prevê que o cálculo se faça através do quociente entre o número de faturas com estimativas e o número total de faturas, o que estava em contradição com a redação do n.º 3 do art.º 99.º que exige que o desempenho dos ORD seja superior ao valor do padrão.

[12] No setor elétrico, para instalações integradas em rede inteligente, são mesmo a única causa prevista no quadro regulamentar.

Alguns participantes na respetiva consulta pública referiram a existência de situações em que os operadores de rede de distribuição poderiam não conseguir assegurar o apuramento dos valores corrigidos dentro do prazo máximo de 30 dias, designadamente por facto não imputável aos operadores.

Por outro lado, o RRC[13] prevê a possibilidade de utilizar os valores medidos nos primeiros três meses após eliminação da anomalia (de medição), para efeitos de correção, se o operador o entender necessário.

Assim, de forma a acautelar as situações, necessariamente minoritárias, em que o operador não consiga disponibilizar os dados corrigidos no prazo máximo de 30 dias, a redação final adotada no RRC[14] determina que a correção de valores de anomalias pelo operador de rede deve cumprir o padrão para o indicador previsto no (art.º 100.º do) RQS para o desempenho na correção de anomalias de medição e leitura.

Desta forma, e em resumo, a adoção de um indicador com um padrão associado, permite flexibilizar o quadro regulamentar anteriormente aplicável, que apenas admitia como exceção ao cumprimento do prazo máximo de 30 dias as situações em que o operador de rede entendesse necessária a consideração dos dados medidos nos três meses seguintes à correção da anomalia (de medição).

Importa ainda recordar que:

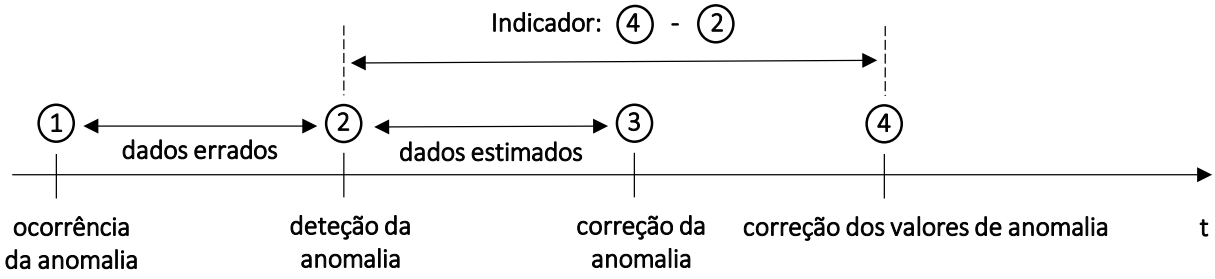
- A tipificação de anomalias tem lugar, para cada setor, elétrico e do gás, no respetivo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados;
- O RRC clarificou que, para as instalações com recolha (remota) diária de leitura, se considera anomalia de leitura a inexistência, no dia seguinte ao do consumo, de valores relativos a um ou mais períodos de integração (15 minutos, no caso da eletricidade e 24 horas, no caso do gás);
- O operador de rede de distribuição tem o dever de corrigir os valores de todas as anomalias detetadas, atentas as competências legais e regulamentares que lhe estão atribuídas em matéria de apuramento e disponibilização de dados (ao mercado e para faturação).

Assim, o novo indicador geral estabelecido no RQS é calculado através do quociente entre o número de correções de valores de anomalias de medição e leitura em prazo igual ou inferior a 30 dias, e o número

[13] Nos termos do artigo 33.º, n.º 2.

[14] Nos termos dos artigos 33.º, n.º 3 e 39.º, n.º 4.

total de correções de valores de anomalias de medição e leitura [15]. Nos termos do n.º 3 do art.º 33.º do RRC, o período para correção inicia-se com a deteção da anomalia pelo operador de rede.



Por conseguinte, para efeitos de cálculo do indicador:

- Para cada anomalia, o operador de rede de distribuição deve registar as respetivas datas de deteção e de correção dos valores errados e/ou estimados resultantes da anomalia, e apurar a diferença entre estas datas;
- No numerador deve constar o número de anomalias que verifique a condição:

(data de correção – data de deteção) <= 30 dias

- No denominador deve constar o número total de anomalias corrigidas.

O universo de anomalias a considerar para efeitos de cálculo deve corresponder às anomalias detetadas no período objeto de reporte [16].

PROPOSTAS DOS OPERADORES DAS REDES

No que respeita ao setor elétrico, o único operador de rede de distribuição que apresentou à ERSE uma proposta de padrão para o indicador geral (relativo ao desempenho na correção de valores de anomalias de medição e leitura, como estabelecido no artigo 100.º do RQS) foi a E-REDES.

Em relação ao setor do gás, os 11 operadores de rede de distribuição que atuam em Portugal continental optaram por desenvolver e apresentar uma proposta conjunta.

[15] Deste modo, o que se pretende concretamente avaliar com o indicador é a capacidade de o operador de rede de distribuição corrigir valores resultantes de anomalias (de medição e leitura) em prazo igual ou inferior a 30 dias.

[16] A circunstância de, como estabelecido no RQS, o reporte (trimestral) ter lugar 60 dias após o final de cada trimestre permite acomodar o prazo de 30 dias no caso das anomalias detetadas no mês de dezembro do ano ou trimestre objeto de reporte.

Ambas as propostas são reproduzidas em anexo a este documento justificativo, apresentando-se de seguida os principais aspetos de cada uma.

Assim, em relação à proposta da E-REDES, cabe destacar o seguinte:

- No caso da E-REDES, o universo de anomalias é dominado pelas anomalias de leitura decorrentes da impossibilidade de recolha integral dos diagramas de carga em d+1 para as instalações em BTN integradas em rede inteligente. Estas anomalias resultam, essencialmente, da tecnologia de comunicação implementada e, nessa medida, assumem um caráter estrutural;
- A taxa de sucesso de recolha de diagramas de carga, em d+1, para instalações em BTN integradas em rede inteligente, apurada pela E-REDES, é de 71%, valor que aumenta para 85% em d+2 e para 91% em d+30. A evolução da taxa entre d+1 e d+2 decorre da natureza transitória de boa parte destas anomalias de leitura remota, e cuja regularização não depende de intervenção do operador;
- A taxa de sucesso de recolha de diagramas de carga em d+1 tem vindo a aumentar recentemente, em resultado de medidas adotadas pelo operador ao nível da recolha de dados;
- Para o período amostral compreendido entre 20 de dezembro de 2023 e 7 de janeiro de 2024, o valor médio do indicador foi de 71%. Este valor, subtraído de duas vezes o desvio padrão da amostra, resulta numa proposta de padrão de 55%.

Por sua vez, os operadores de rede de distribuição de gás propuseram um valor de 98% para o padrão, assente nos seguintes pressupostos:

- Independentemente do registo de indícios ou de alarmísticas, uma anomalia só é considerada como tal quando os recursos humanos do operador de rede concluem pela sua existência, iniciando-se então a contagem do prazo de 30 dias;
- As leituras que carecem de correção são aferidas por cada operador de rede, uma vez que nem todas as leituras objetivamente erradas são objeto de correção posterior, sendo disso exemplo a leitura inicial introduzida em sistema aquando da instalação de um novo contador.

PROPOSTA DA ERSE

Tal como se propõe para efeitos do art.º 99.º, também o caso do indicador geral relativo ao desempenho na correção de valores de anomalias de medição e leitura (como estabelecido no artigo 100.º do RQS), são clarificados alguns aspetos da redação regulamentar, concretamente:

- A aplicação do indicador aos operadores de redes de distribuição de energia elétrica e de gás de Portugal continental e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira;
- O cálculo do indicador deve considerar as anomalias detetadas no período objeto de reporte.

Como referido anteriormente, a introdução deste indicador geral, associado a um padrão de desempenho, visou flexibilizar a regra regulamentar anteriormente em vigor, que fixava um prazo máximo de 30 dias para correção de valores de anomalias de medição e leitura, aplicável aos operadores de rede.

Não obstante esta flexibilização, o desenho do indicador alinha-se com a regra que vigorava, na medida em que se avalia o desempenho dos operadores na correção de anomalias em prazo inferior ou igual a 30 dias.

Não se pretende, assim, avaliar a evolução do número de anomalias registadas em d+1 (ou em qualquer outro horizonte temporal), embora se reconheça que a leitura do indicador pode beneficiar da disponibilização dessa informação complementar, em particular se, ao contrário do que parece resultar dos dados disponibilizados pela E-REDES (e salvaguardado o reduzido período temporal da amostra), na presença de elevada variabilidade do número de novas anomalias registadas em cada dia.

Por outro lado, é natural que o número de anomalias registadas esteja correlacionado com a dimensão de cada segmento de instalações, pelo que, no setor elétrico, como no do gás, as ocorrências ao nível do segmento doméstico determinam fortemente o valor final do indicador.

A principal diferença entre estes setores, e que justifica em grande parte a disparidade das propostas apresentadas pelos respetivos operadores, decorre das anomalias de leitura. Com efeito, no caso do setor do gás, a recolha de leituras, no segmento doméstico, tem lugar de forma local e bimestral. Já no caso do setor elétrico, e assumindo as redes inteligentes como referência, há lugar à recolha diária remota de valores agregados e de diagramas de carga para todas as instalações.

Tendo em consideração que 1) a falta de qualquer registo quarto-horário do diagrama de carga configura a existência de anomalia e que 2) a atual tecnologia de comunicação utilizada pelos operadores de rede apresenta limitações de desempenho importantes, acentuadas pelo volume de dados a recolher e pela frequência dessa recolha, a estrutura das anomalias detetadas em cada setor é muito distinta e, no caso

do setor elétrico, em contexto de redes inteligentes, as anomalias de leitura por acesso remoto são francamente prevalecentes [17].

Segundo a E-REDES, uma parte substancial das anomalias de leitura por acesso remoto resolve-se por si só, não requerendo deslocação do operador de rede. Nos casos em que tal não sucede, o cumprimento do prazo máximo de 30 dias para correção dos valores de anomalia é muito condicionado pelo momento da tomada de decisão de deslocação e, bem assim, pela reunião das condições necessárias para acesso ao equipamento, particularmente quando estejam em causa equipamentos no interior das instalações dos clientes. Estas circunstâncias ajudam a explicar o valor de 70% para o desempenho da E-REDES na correção destas anomalias no prazo de 30 dias.

Note-se que, e tal como discutido no ponto anterior deste documento, os impactos decorrentes da inexistência de diagramas de carga reais completos são relativamente reduzidos. Por um lado, porque os registos em falta são objeto de estimativa pelo operador, assente nos valores agregados, se recolhidos com sucesso [18]. Por outro lado, porque os agentes (comercializadores, agregadores) recorrem, nalguns casos, a modelos próprios para estimativa de dados para efeitos de participação em mercado, não dependendo da disponibilização de dados por parte do operador. E, finalmente, porque a faturação aos clientes finais não depende, com expressão significativa, de desagregação quarto-horária dos dados.

É evidente que o que acima se refere tem expressão diferente em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, atendendo aos respetivos compromissos de desenvolvimento das redes inteligentes em cada um destes sistemas elétricos. No caso mais notório da Região Autónoma dos Açores, cuja conclusão do processo de integração em rede inteligente se perspetiva para o final de 2028, a estrutura de anomalias detetadas e a corrigir será, naturalmente, muito menos influenciada pelas anomalias de leitura por acesso remoto, permitindo antecipar valores superiores para o indicador geral, quando em comparação com os registados pela E-REDES.

Atendendo ao que se expôs anteriormente, mas também à novidade do indicador, e, no caso do setor elétrico, às suas condicionantes mais ativas (resultantes do atual estágio de implementação das redes

[17] Concretamente, com base em dados complementares disponibilizados à ERSE pela E-REDES, relativos ao primeiro semestre de 2024, foram corrigidas, em média, 4 531 anomalias de medição por mês (97% das quais em até 30 dias, valor bastante alinhado com a proposta de padrão apresentada pelos operadores de rede do setor do gás). Num cenário de integração plena em rede inteligente, e mantendo-se a taxa atual de sucesso de recolha completa de diagramas de carga em d+1, de cerca de 70%, o número diário de anomalias de leitura por acesso remoto ascende a quase 2 milhões.

[18] A taxa de sucesso da recolha diária de leituras acumuladas (por período horário) reportada à ERSE pela E-REDES foi de 98,6% no segundo semestre de 2023.

inteligentes) e à existência de uma única proposta (da E-REDES), a ERSE propõe que o padrão aplicável à avaliação do desempenho na correção de valores de anomalias de medição e leitura assuma valores distintos para cada um dos setores.

No caso do setor elétrico, ponderada a proposta recebida (55%, resultando de afetar o valor registado, de 71%, de dois desvios padrão), a ERSE propõe um valor de 65%. Esta proposta parte da apresentada pela empresa, que, como antes se mencionou, abrange um período temporal reduzido, e 1) internaliza as melhorias já verificadas ao nível do número de anomalias em d+1, perspetivando que possam ver-se reforçadas ao longo do tempo [19] e 2) reflete a consideração do desvio padrão da amostra utilizada (6,1%), de modo a, como indicado pela empresa, acautelar alguma instabilidade esperada na evolução do indicador nos próximos anos, na transição para uma infraestrutura plena de redes inteligentes.

No caso do setor do gás é proposto o valor de 98%, coincidente com o da proposta conjunta dos respetivos operadores de rede.

[19] Note-se que, e apesar da evidente diferença entre o número de anomalias de leitura por acesso remoto e o número das restantes anomalias, uma diminuição das primeiras concorre para a melhoria do valor do indicador, uma vez que a taxa de correção das restantes anomalias em prazo inferior ou igual a 30 dias é bem mais elevada.

3 RESUMO DAS PROPOSTAS

A tabela seguinte apresenta os valores dos padrões propostos pelos operadores de rede para cada um dos indicadores gerais estabelecidos no RQS, bem como os valores propostos pela ERSE, em resultado da análise efetuada às propostas recebidas.

Tabela 5-1 – Resumo das propostas dos operadores e da ERSE

Indicador	Padrão proposto pelos operadores	Padrão proposto pela ERSE
Serviços prestados remotamente [art.º 98.º do RQS]	E-REDES: 98%	98%
Disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes [art.º 99.º do RQS]	E-REDES: 16% (2024) e 8% (≥ 2025)	92% [20]
Correção de valores de anomalias de medição e leitura [art.º 100.º do RQS]	E-REDES: 55% Proposta conjunta ORD gás: 98%	Setor elétrico: 65% Setor do gás: 98%

Em termos de horizonte temporal, e na dependência da evolução do presente procedimento de consulta, concretamente da aprovação dos valores dos padrões até ao final de 2024, propõe-se que os padrões se apliquem a partir do ano de 2025, com reflexo nos reportes que incidam nesse ano e, naturalmente, nos anos subsequentes.

[20] Este valor corresponde ao proposto pela E-REDES para o ano de 2025 e seguintes, resultando da reformulação da redação de cálculo do indicador, agora proposta, que inscreve no numerador respetivo o número de faturas sem estimativas (em vez do número de faturas com estimativas).

ANEXOS

PROPOSTA DE PADRÃO PARA AVALIAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PRAZOS PARA A REALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS REMOTOS

(ARTIGO 98.º DO RQS)

Janeiro de 2024

ÍNDICE

1 ENQUADRAMENTO 1
2 PROPOSTA DA E-REDES 2

1 ENQUADRAMENTO

No âmbito do n.º 3 do artigo 98.º do Regulamento da Qualidade de Energia (RQS), os Operadores de Redes de Distribuição (ORD) devem garantir que o valor anual do indicador geral relativo ao cumprimento dos prazos para a realização dos serviços remotos é igual ao superior ao valor de um padrão a publicar pela ERSE.

Nos termos do n.º 4 do mesmo artigo, este padrão tem por base propostas fundamentadas que os ORD devem submeter à ERSE, no prazo máximo de 180 dias contados a partir da entrada em vigor do RQS.

Neste contexto, dando cumprimento ao disposto neste regulamento, a E-REDES submete, no presente documento, uma proposta de padrão para o indicador de cumprimento dos prazos para a realização dos serviços remotos previsto no artigo 98.º do RQS.

2 PROPOSTA DA E-REDES

O indicador de desempenho estabelecido pelo artigo 98.º avalia o cumprimento geral, por parte do ORD, dos prazos definidos para a execução remota dos seguintes serviços:

i) ativações de fornecimento (artigo 71.º do RQS);

ii) ações remotas em substituição da visita combinada (artigo 76.º do RQS);

iii) restabelecimento do fornecimento após redução de potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente (artigo 91.º do RQS);

iv) desativações de fornecimento (artigo 96.º do RQS).

Entre estes serviços, a E-REDES não tem registo de ações remotas em substituição de visita combinada nos termos do artigo 76.º do RQS, em linha com o que tem vindo a reportar trimestralmente à ERSE.

A tabela abaixo mostra as taxas de cumprimento de prazos regulamentares que têm sido atingidos pela E-REDES, entre o início de 2022 e o final de 2023, com desagregação trimestral[1]. A circunscrição da análise a esta janela temporal prende-se com o facto de, no entender da E-REDES, só a partir de 2022 a proporção de instalações integradas face ao total permitir um histórico com suficiente representatividade para o presente exercício.

	2022Q1	2022Q2	2022Q3	2022Q4	2022	2023Q1	2023Q2	2023Q3	2023Q4	2023
Artigo 71.º - Obrigações relativas à ativação remota do fornecimento	99,97%	99,71%	98,53%	99,96%	99,52%	99,93%	99,87%	99,99%	98,75%	99,65%
Artigo 91.º - Obrigações relativas ao restabelecimento remoto do fornecimento após redução de potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente	99,28%	98,85%	98,55%	99,24%	98,95%	99,80%	99,11%	99,47%	98,97%	99,32%
Artigo 96.º - Obrigações relativas à desativação remota do fornecimento	99,47%	97,83%	99,57%	99,46%	99,11%	99,17%	99,02%	99,28%	98,04%	98,87%
Padrão Global	99,40%	98,81%	98,69%	99,36%	99,04%	99,72%	99,18%	99,50%	98,81%	99,30%

Tabela 1

Os valores atingidos pela E-REDES nesta janela temporal apresentam uma média de 99,18%, com uma aparente melhoria do indicador global entre 2022 (99,04%) e 2023 (99,30%). Ainda assim, a desagregação trimestral mostra alguma instabilidade no indicador, patente no desvio-padrão registado para esta janela temporal (0,38%), com o valor de alguns períodos a situar-se abaixo de 99%.

No entender da E-REDES, é provável que esta variabilidade se agrave nesta fase final de integração das instalações BTN em redes inteligentes, não só porque o n.º de DTC instalados já se encontra relativamente estável e o aumento de instalações integradas só tenderá a aumentar a utilização da capacidade existente ao nível da infra-estrutura de PLC e dos sistemas centrais (com o aumento de operações executadas remotamente), mas também porque a fase final da campanha incidirá tendencialmente sobre zonas mais rurais, com redes extensas e menor densidade de clientes, em que as condições de comunicação são significativamente mais difíceis.

[1] Os valores de taxa global apresentados foram obtidos pela média das percentagens de cumprimento dos prazos das operações remotas dos referidos artigos, ponderadas pelos respectivos volumes.

Face ao exposto, a E-REDES recomenda que o padrão seja definido de forma a acautelar esta instabilidade esperada na evolução do indicador nos próximos 2 anos, até se atingir uma exploração mais próxima de cruzeiro da infra-estrutura de redes inteligentes. Para o efeito, a E-REDES entende que se poderia considerar apurar o padrão subtraindo, à média dos valores anuais observados para 2022 e 2023 (99,18%), duas vezes o desvio padrão dos valores obtidos a nível trimestral (0,76 p.p.), o que resultaria num valor padrão de 98,42%.

Todavia, tendo em conta que os padrões são geralmente fixados ao ponto percentual, propõe-se que o padrão previsto no artigo 98.º do RQS assuma o valor de 98%.

PROPOSTA DE PADRÃO PARA O INDICADOR GERAL RELATIVO ÀS FATURAS EMITIDAS PELO OPERADOR

(ARTIGO 99.º DO RQS)

Janeiro de 2024

ÍNDICE

1 ENQUADRAMENTO.....1
2 CARACTERIZAÇÃO DO PROCESSO 2
3 PROPOSTA FUNDAMENTADA DE VALORES 2

1 ENQUADRAMENTO

O n.º 1 do artigo 99.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) estabelece que os Operadores de Redes de Distribuição (ORD) devem avaliar o seu desempenho na disponibilização de dados reais para facturação do acesso às redes, através de um indicador geral relativo às facturas emitidas que, de acordo com o n.º 2 do mesmo artigo, é determinado pela proporção de facturas emitidas com estimativas face ao número total de facturas emitidas.

Nos termos do n.º 3 deste artigo, os ORD devem garantir que o valor anual do indicador cumpre o valor de um padrão a publicar pela ERSE, o qual, de acordo com o n.º 4, tem por base propostas fundamentadas que os ORD devem submeter à ERSE no prazo máximo de 180 dias contados a partir da entrada em vigor do RQS.

Dando cumprimento a esta disposição, a E-REDES submete, no presente documento, uma proposta fundamentada de padrão para o indicador geral relativo às facturas emitidas pelo operador de rede estabelecido no artigo 99.º do RQS.

2 CARACTERIZAÇÃO DO PROCESSO

No processo de facturação de acesso às redes aos comercializadores, a E-REDES tem por base o cálculo dos valores a facturar por ponto de entrega, sem prejuízo de as facturas emitidas aos comercializadores poderem agregar valores relativos a vários pontos de entrega e períodos de facturação.

O cálculo dos valores a facturar por ponto de entrega é efectuado mensalmente, na respectiva data de facturação, podendo ter por base consumos reais ou estimados. No caso de serem obtidos consumos reais relativos a um período para o qual já tenha sido feito um cálculo com valores estimados, este cálculo é estornado e substituído por um novo cálculo que já incorpora esses consumos reais.

Pelo exposto, a E-REDES considera que o indicador de desempenho previsto no artigo 99.º do RQS será mais representativo da incorporação de valores estimados na facturação se tiver por base os primeiros cálculos por ponto de entrega e período de facturação, através da expressão exposta abaixo.

$$Indicador\ Art.\ 99º\ RQS = \frac{\#\ Primeiros\ Cálculos_{c/estimativa}}{\#\ Total\ Primeiros\ Cálculo}$$

Seguindo este pressuposto, a tabela abaixo mostra a percentagem de primeiras facturas emitidas com estimativa num período de amostra que engloba Dezembro de 2023 e parte de Janeiro de 2024, por segmento e com diferenciação das instalações BTN entre integradas em redes inteligentes (BTN RI) e não integradas em redes inteligentes (BTN NRI).

Nível de tensão	# total primeiros cálculos	# primeiros cálculos com estimativa	% primeiros cálculos com estimativa
Segmento empresarial	66.529	698	1,05%
BTN NRI	1.645.638	1.094.808	66,53%
BTN RI	4.772.252	221.434	4,64%
	6.484.419	**1.316.940**	**20,31%**

3 PROPOSTA FUNDAMENTADA DE VALORES

Os valores apresentados acima mostram que o indicador registado no período de amostragem (20,31%) resultou da forte contribuição negativa das instalações BTN ainda não integradas em redes inteligentes (66,53%), devido à sua proporção face ao número total de instalações.

Tendo em conta que o prazo legislativo para integração de instalações em redes inteligentes só termina no final de 2024 (ano durante o qual ainda decorrerá a integração de cerca de 1 milhão de instalações) e que o ano de 2025 ainda será um ano de estabilização de toda a infra-estrutura de redes inteligentes, a E-REDES recomenda que 2024 e 2025 sejam considerados anos de transição, para efeitos da operacionalização das redes inteligentes. Efectivamente, a E-REDES tem previsto, para o início de 2025, um conjunto de actividades de estabilização da infra-estrutura, nomeadamente para integração de instalações em que a instalação do EMI não tenha sido feita até final de 2024 (por dificuldade de acesso ao local) e para mitigação do ruído ao nível do PLC.

Adicionalmente, a E-REDES considera que o desempenho verificado no período de amostragem para as instalações BTN integradas em redes inteligentes (4,64%) poderá não ser uma boa referência para um cenário em que a BTN já esteja totalmente integrada. De facto, nesta fase final da execução do plano de integração das instalações em redes inteligentes, é expectável uma degradação do desempenho geral de toda a infra-estrutura, tendo em conta que a integração das últimas instalações contribuirá para um aumento gradual da utilização da capacidade que já se encontra estabilizada (ao nível de DTC e de sistemas centrais). Além disso, a fase final da campanha incidirá tendencialmente sobre zonas mais rurais, com redes extensas e menor densidade de clientes, em que as condições de comunicação são significativamente mais difíceis. Como agravante, a E-REDES prevê que algumas instalações só poderão ser integradas após 2024, devido a questões relativas a dificuldades de acesso aos locais de consumo.

Em todo o caso, assumindo um cenário de definição de 2 padrões diferenciados para 2024 e 2025, a E-REDES recomenda que o padrão a fixar para o ano de 2024, dado o seu carácter transitório, tenha por base o valor fixado para 2025.

Tendo em conta estes factores, a E-REDES propõe que o padrão para 2025 tenha por base os valores médios de primeiras facturas com estimativa já observados (considerando, para a BTN, os valores observados nas instalações integradas em redes inteligentes), acrescido de duas vezes o desvio padrão da amostra, mas expurgando valores díspares decorrentes de incidentes não recorrentes (por exemplo, o incidente no *data center* registado no final de 2023). Seguindo estes princípios, obtém-se os valores expostos na tabela abaixo.

Nível de tensão	# total primeiras facturas	# primeiras facturas com estimativa	% primeiras facturas com estimativa
Segmento empresarial	66.529	892	1,34%
BTN	6.417.390	504.378	7,86%
	6.484.419	**505.270**	**7,79%**

Relativamente ao padrão de 2024, a E-REDES propõe que assuma um valor intermédio entre o valor observado no período de 2023 analisado e o padrão proposto para 2025, mas que reflicta o facto de a maior parte das integrações em redes inteligentes poder ocorrer na segunda metade de 2024.

Face ao exposto, a E-REDES propõe que o padrão a aplicar em 2025 assuma o valor de 8% e que, por conseguinte, o valor de padrão a considerar para 2024 assuma o valor de 16%.

PROPOSTA DE PADRÃO PARA O INDICADOR GERAL RELATIVO À CORRECÇÃO DE VALORES DE ANOMALIAS DE MEDIÇÃO E LEITURA

(ARTIGO 100.º DO RQS)

Janeiro de 2024

ÍNDICE

1 ENQUADRAMENTO.....1
2 CARACTERIZAÇÃO DO PROCESSO 2
3 PROPOSTA DA E-REDES 4

1 ENQUADRAMENTO

O n.º 1 do artigo 100.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) estabelece que os Operadores de Redes de Distribuição (ORD) devem avaliar os seus desempenhos na correcção de valores de anomalias de medição e leitura, através de um indicador geral que, de acordo com o n.º 2 do mesmo artigo, é calculado através do quociente entre o número de correcções de valores de anomalias de medição e leitura em prazo igual ou inferior a 30 dias e o número total de correcções de valores de anomalias de medição e leitura.

Nos termos do n.º 3 do mesmo artigo, os ORD devem garantir que este indicador é igual ou superior ao valor de um padrão a publicar pela ERSE, o qual, de acordo com o n.º 4, tem por base propostas fundamentadas que os operadores deverão submeter à ERSE no prazo máximo de 180 dias contados a partir da entrada em vigor do RQS.

Dando cumprimento a estas disposições, a E-REDES submete, no presente documento, uma proposta fundamentada de padrão para o indicador geral relativo às correcções de valores de anomalias de medição e leitura estabelecido no artigo 100.º do RQS.

2 CARACTERIZAÇÃO DO PROCESSO

O indicador de desempenho na correcção de valores de anomalias de medição e leitura, tal como definido no artigo 100.º do RQS, abrange todas as situações de anomalia seguindo a definição dada pelo artigo 39.º do Regulamento das Relações Comerciais (RRC), ou seja, inexistência, no dia seguinte ao do consumo, de valores relativos a um ou mais períodos de integração, para todos os níveis de tensão.

Tendo em conta a proporção de instalações BTN face ao total, infere-se que o indicador será fundamentalmente influenciado pelas anomalias ocorridas neste nível de tensão. Neste contexto, para efeitos da presente proposta a E-REDES focalizou a sua análise nas correcções de anomalias de leitura verificadas em instalações BTN.

Actualmente, o RRC indica que, para instalações BTN integradas em redes inteligentes, o ORD deve tentar obter os dados até ao final de D+1. Porém, é importante salientar que o valor acrescentado que a disponibilização de dados em D+1 constitui para os comercializadores só se concretiza se esta disponibilização ocorrer até uma determinada hora que permita a integração desta informação nos seus processos. Seguindo este princípio, actualmente a E-REDES disponibiliza os dados de D até às 9:00 de D+1, considerando que ocorre uma anomalia de leitura sempre que não seja possível a recolha integral de todos os dados até essa hora.

A figura abaixo mostra a distribuição de instalações BTN integradas em rede inteligente em função do nível de preenchimento do diagrama de carga quarto-horário diário com consumos reais, para os momentos D+1 a D+5 e D+30. A diferença verificada entre a taxa de recolha da totalidade do diagrama em D+1 (71%) com a taxa atingida em D+2 (85%) prende-se com o facto de muitas das anomalias acima referidas (ausência de consumo real para, pelo menos, um período quarto-horário na disponibilização efectuada às 9:00 de D+1) aparecerem regularizadas na disponibilização em D+2.

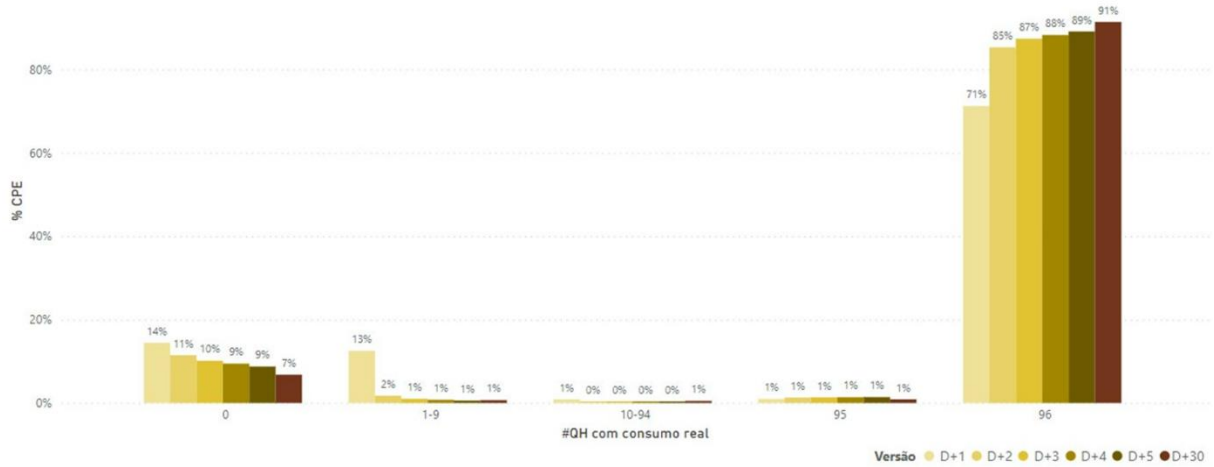


Gráfico 1: Percentagem de CPE BTN em Rede Inteligente consoante a quantidade de quartos-hora de seu diagrama de carga reais nos momentos D+1, D+2, D+3, D+4, D+5 e D+30. Dados de um dia específico cujos resultados corresponde ao normal.

A figura abaixo mostra, para um período compreendido entre Novembro de 2023 e o início de 2024, a evolução diária do número de instalações integradas em rede inteligente e as percentagens destas instalações com anomalia de leituras em D+1 e em D+30, à data de 9 de Janeiro último. Como é possível observar, mesmo no actual contexto de crescimento significativo de instalações integradas em rede inteligente, a percentagem de instalações com anomalia de leituras em D+1 tem mostrado uma

tendência decrescente, em resultado dos trabalhos de optimização que têm vindo a ser incorporados na recolha e tratamento dos dados.

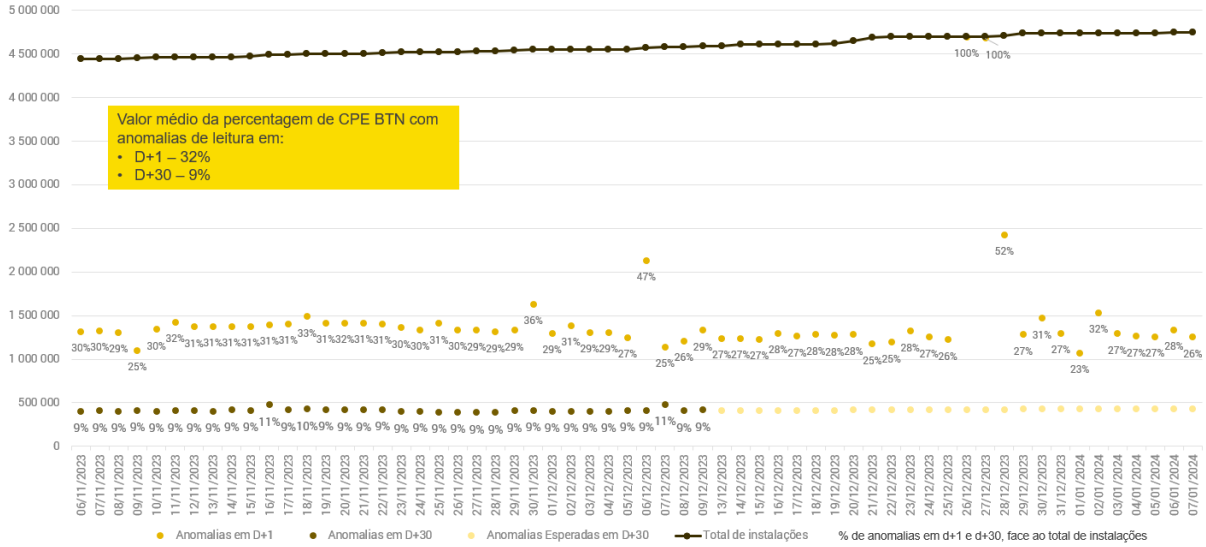


Gráfico 2: Evolução do número de instalações BTN em redes inteligentes, e o número e percentagem daquelas que possuíam uma anomalia de leitura em D+1 e em D+30. Os valores anormais observados nos dias 26 a 28 de dezembro resultaram da anomalia no Data Center de Ermesinde.

Tendo em conta que os valores relativos a todas as anomalias são corrigidos, no cálculo destes valores foi considerado o valor total de anomalias existentes em D+1 e o valor total de anomalias de leitura ainda não corrigidas em D+30, através da seguinte expressão:

$$Indicador\ Art.º100\ RQS = \frac{Anomalias_{D+1} - Anomalias_{D+30}}{Anomalias_{D+1}}$$

Porém, fazendo uma análise da evolução deste indicador calculado numa base diária, em confronto com as percentagens diárias de instalações em anomalia em D+1 e em D+30 (figura abaixo), verifica-se que o indicador pode assumir valores altos para dias em que as anomalias D+1 foram elevadas ou, pelo contrário, assumir valores excessivamente baixos quando a percentagem de instalações com anomalias em D+1 se situa em valores mais baixos, o que pode levar a conclusões erradas sobre o efectivo desempenho do ORD na prestação do serviço de disponibilização de dados.

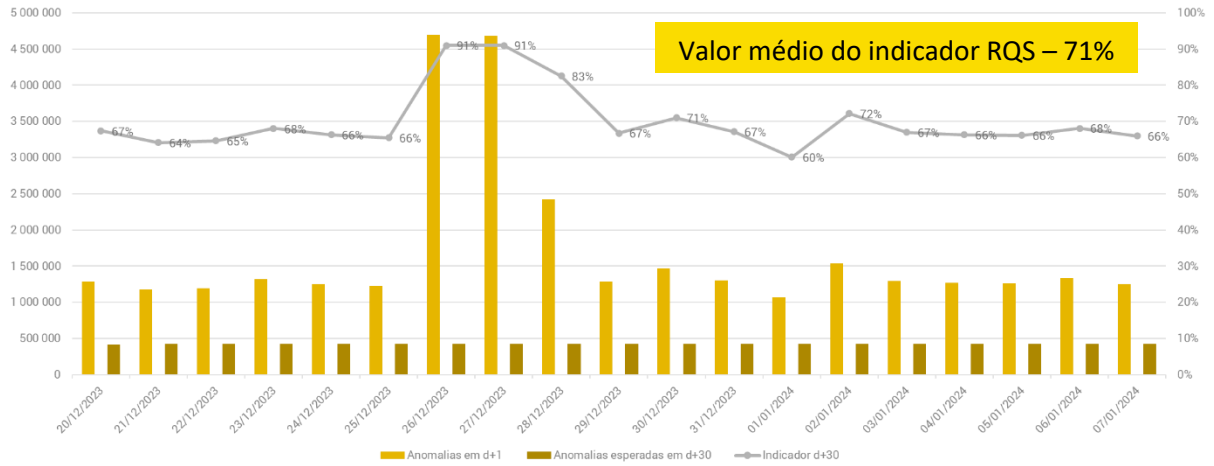


Gráfico 3: Evolução do número de instalações BTN em redes inteligentes, e o número daquelas que possuíam uma anomalia de leitura em D+1 e em D+30, e o valor correspondente do indicador previsto no n.º 3 do art.º 100º do RQS.

Pelo exposto, verifica-se que, efectuando o cálculo como previsto no RQS, o indicador parece ser impactado negativamente com os trabalhos de optimização que visam, precisamente, subir a qualidade do serviço de disponibilização de dados em D+1, uma vez que os casos mais complexos e demorados se tornam mais preponderantes na determinação do seu valor, não sendo, contudo, claro se um valor de indicador alto será indicativo de um bom ou mau desempenho por parte do ORD nesta matéria.

Adicionalmente, é importante ter em atenção que as anomalias de leitura que subsistem em D+30 referem-se à falta de diagramas de carga. Contudo, este facto não impede que existam leituras segmentados por período horário para estas instalações, permitindo realizar a facturação sem estimativas. Assim, importa considerar a razoabilidade económica relativa à correcção destas anomalias, tendo em conta que em 2024 os esforços estarão direccionados para a integração das restantes instalações em rede inteligente e que 2025 será um ano de estabilização da rede inteligente, pelo que os valores de anomalias em D+30 poderão não sofrer melhorias no curto prazo, o que conjugado com a melhoria que se perspectiva em D+1, possa ter um efeito de degradação do indicador.

3 PROPOSTA DA E-REDES

Com base na análise acima descrita, a E-REDES entende que o indicador, calculado tal como previsto no RQS, será pouco expressivo da avaliação de desempenho do ORD na correcção das anomalias e da qualidade da prestação do serviço de disponibilização dos dados em D+1.

Como tal, a E-REDES recomenda que o indicador a reportar seja acompanhado por dois indicadores adicionais, nomeadamente a percentagem de instalações em anomalia de medição ou de leitura em D+1 e em D+30.

A E-REDES tem em curso um conjunto de iniciativas que visa melhorar a disponibilização de dados em D+1. Estas melhorias têm contribuído para uma melhoria gradual nas taxas de disponibilização, algo que pode ser observado na análise efectuada anteriormente, o que têm contribuído para uma diminuição do valor do indicador tal como definido no artigo 100.º do RQS, sendo expectável que estas

tendências se continuem a verificar durante algum tempo até à estabilização do desempenho da infra-estrutura de redes inteligentes.

Mantendo-se a necessidade de definir um valor para o padrão definido no artigo 100.º do RQS, a E-REDES propõe que este seja fixado no valor de 55%. Este valor é obtido subtraindo ao valor médio observado no último mês (71%), que já incorpora algumas melhorias na disponibilização de dados em D+1, duas vezes o desvio padrão (6,1%) da janela analisada, de forma a acautelar a instabilidade esperada na evolução do indicador nos próximos anos, até se atingir uma exploração mais próxima de cruzeiro da infra-estrutura de redes inteligentes.

Proposta dos Operadores de Rede de Distribuição (ORD) do Sistema Nacional de Gás (SNG)

Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Portgás, Setgás, Sonorgás e Tagusgás

Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)

Art.º 100.º - Avaliação do desempenho na correção de valores de anomalias de medição e leitura

Serve o presente documento para apresentação da proposta conjunta, dos 11 ORD do SNG, de um indicador de "*Avaliação do desempenho na correção de valores de anomalias de medição e leitura*" de acordo com o estabelecido no art.º 100.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

De acordo com o com o estabelecido no art.º 100.º do RQS, deve ser apresentado um indicador para "*Avaliação do desempenho na correção de valores de anomalias de medição e leitura*" de acordo com a seguinte sistematização apresentada pela ERSE no seu e-mail de dia 03 de junho de 2024 endereçado os Operadores da Rede de Distribuição (ORD): "

1) *A tipificação de anomalias tem lugar no Guia de Medição;*
2) *O operador de rede tem o dever de corrigir os valores de todas as anomalias detetadas;*
3) *O indicador estabelecido no art.º 100.º do RQS é calculado através do quociente entre o número de correções de valores de anomalias de medição e leitura em prazo igual ou inferior a 30 dias, e o número total de correções de valores de anomalias de medição e leitura;*
4) *Pretende-se com este indicador avaliar a capacidade do operador para corrigir erros resultantes de anomalias (de medição e leitura) em prazo igual ou inferior a 30 dias. Idealmente (e como subentendido no quadro regulamentar anteriormente vigente, em particular nos termos do ponto 22 do Guia de Medição), o valor do indicador seria 100%, significando que o operador corrigiria todos os valores dentro desse prazo;*
5) *Para cálculo do indicador, é necessário que:*
    a. *Para cada anomalia detetada, o operador de rede registe a data de deteção da anomalia e a data de correção dos valores errados resultantes da anomalia e apure a diferença entre estas datas;*
    b. *No numerador deverá constar o número de anomalias que verifique a condição (data de correção – data de deteção) <= 30 dias;*
    c. *No denominador deverá constar o número de anomalias corrigidas;*
    d. *O universo de anomalias a considerar para efeitos do reporte anual deve corresponder às anomalias detetadas no ano objeto de reporte. A circunstância*

de, nos termos do RQS, o reporte (trimestral) ter lugar 60 dias após o final de cada trimestre permite acomodar o prazo de 30 dias para anomalias detetadas no mês de dezembro do ano objeto de reporte."

A proposta dos ORD cumpre a sistematização apresentada pela ERSE da seguinte forma:

1) As anomalias consideradas são as existentes no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), Secção IV - Procedimentos relativos à correção de anomalias de medição e leitura, ponto 22 - Procedimentos relativos à correção de anomalias de medição e leitura:

   "*São consideradas anomalias tipificadas as seguintes:*

   a) Avarias, erros de medição, inadequação dos elementos de medição de gás natural: mau funcionamento ou qualquer desregulação intrínseca ao sistema de medição de gás natural ou erro de ligação do sistema de medição de gás natural.

   b) Erros de configuração: erros de parametrização do sistema de medição de gás natural, erro no registo da pressão de serviço com influência no fator de correção.

   c) Erros de leitura por acesso local: devido à ação manual incorreta dos agentes de leitura, nos momentos de observação, leitura e digitação ou registo dos valores dos sistemas de medição de gás natural.

   d) Erros de comunicação de dados por acesso remoto: anomalias de comunicação que tenham como consequência a falta de dados de medição para a instalação, num determinado período de tempo."

2) Uma anomalia é apenas considerada como tal, apenas quando o ser humano, na sequência de diferentes indícios ou alarmísticas, conclui através de análise precedente aos mesmos, que é de facto uma anomalia.
   Como os parâmetros de alarmística de leitura são parâmetros não definidos no GMLDD, resulta que cada operador terá a sua configuração tornando incomparável e, portanto, sem interpretação estatística ou regulatória o indicador apresentado se cada indício ou alarmística fossem, per si, considerados como anomalias, para além de que, os ORD são livres de a qualquer momento reverem os seus parâmetros dos processos e sistemas comerciais.
3) Só a partir do momento de identificação da anomalia (de acordo com o definido em 2) é que se inicia a contagem dos 30 dias;

4) O valor do indicador que os ORD propõem com base no acima exposto, é de 98%, ou seja, que se compromete a resolver no mínimo 98% das anomalias (de acordo com ponto 1)) identificadas (de acordo com ponto 2)) até 30 dias;
5) Para cálculo do indicador, temos a seguinte formulação:
    a. Para cada anomalia detetada (de acordo com ponto 1) e ponto 2)), o operador de rede regista a data de deteção da anomalia e a data de correção dos valores errados resultantes da anomalia e apura a diferença entre estas datas;
    b. No numerador constará o número de anomalias que verifique a condição (data de correção – data de deteção) <= 30 dias;
    c. No denominador constará o número total de anomalias corrigidas;
    d. O universo de anomalias a considerar para efeitos do reporte anual corresponderá às anomalias detetadas no ano objeto de reporte.

É importante salientar que as leituras que carecem de correção são aferidas por cada ORD. Nem todas as leituras objetivamente erradas são consideradas para efeito do indicador nem resultarão em correções da leitura, por decisão do ORD. Por exemplo:

A) Leitura Real no Contador = 0; Leitura comunicada no Sistema = 1:

Na instalação de um contador novo, embora o contador apresente 0 m^3 (zero) em sistema iniciamos o fornecimento com 1 m^3 (um), de forma a garantir que os testes e ensaios resultantes da instalação não sejam considerados como consumos do consumidor.

B) Os processos de M&S, e respetivos pedidos dos Comercializadores de correção das "*leituras de mudança*" resultam de erros interpretativos dos Comercializadores da obrigação de correção em 30 dias, uma vez que não se trata de erros de leituras, mas sim do cumprimento de uma diretiva especifica para os Processos de Mudança e dos demais regulamentos do Sistema Nacional de Gás.

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
www.erse.pt