ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSULTA PÚBLICA
70

ENQUADRAMENTO

Regulamentação dos Serviços das Redes Inteligentes
de Distribuição de Energia Elétrica

SETOR ELÉTRICO

janeiro 2019

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1 DESCRIÇÃO DA CONSULTA....1
2 INTRODUÇÃO....3
3 AS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS CONTEXTOS EUROPEU E NACIONAL....7
4 REDES INTELIGENTES EM PORTUGAL....15
5 CONSULTA PRÉVIA AOS ORD BT....19
6 EXEMPLOS EUROPEUS DE SERVIÇOS PROPORCIONADOS PELAS REDES INTELIGENTES....25
6.1 Espanha....25
6.2 Itália....28
6.3 Reino Unido....31
7 PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES....33
7.1 Plano de comunicação dos ORD BT relativo à integração de instalações em redes inteligentes....33
7.2 Leitura do contador....35
7.2.1 Periodicidade....35
7.2.2 Leitura na mudança de comercializador....38
7.2.3 Leitura extraordinária....39
7.2.4 Tratamento de anomalias....40
7.2.5 Frequência de leitura de equipamentos de medição....41
7.3 Período de faturação....42
7.4 Alterações contratuais....45
7.4.1 Potência contratada....45
7.4.2 Tratamento tarifário....47
7.5 Controlo da potência contratada....48
7.5.1 Religação automática após interrupção por excesso de potência....48
7.5.2 Alteração temporária da potência contratada....48
7.5.3 Controlo da potência contratada em instalações trifásicas....51
7.6 Serviços realizados remotamente nas instalações dos clientes....52
7.6.1 Ativação e desativação do fornecimento....52
7.6.2 Assistência técnica....54
7.6.3 Interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente....54
7.6.4 Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente....55
7.6.5 Visita combinada....56
7.6.6 Compensações....57
7.7 Qualidade de serviço técnica....58
7.8 Alertas de consumo de energia elétrica....59
7.9 Duplo equipamento de medição....61

7.10 Iluminação Pública 62
7.11 Autoconsumo e pequena produção em BT 63
7.12 Novos preços regulados 65
8 OUTRAS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO NO ÂMBITO DAS REDES INTELIGENTES 67
8.1 Recolha e disponibilização de dados 67
8.1.1 Dados a recolher nas leituras de ciclo remotas 67
8.1.2 Dados individuais para disponibilização aos comercializadores 70
8.1.3 Dados individuais para disponibilização ao cliente 71
8.1.4 Dados recolhidos diretamente no contador pelo cliente 76
8.1.5 Dados para apuramento das carteiras de comercialização e de desvios 77
8.2 Realização de estudos sobre as redes de distribuição em BT 80
8.3 Propriedade e segurança dos dados 81
8.4 Registo das instalações integradas nas redes inteligentes 83
8.5 Informação sobre os serviços das redes inteligentes e a utilização dos equipamentos de medição 84
8.6 Reporte de informação sobre o desempenho dos serviços da rede 85
8.7 Clientes com necessidades especiais 87
9 PRAZOS DE IMPLEMENTAÇÃO DAS PROPOSTAS REGULAMENTARES 89
10 REMUNERAÇÃO DOS NOVOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES 91

1 DESCRIÇÃO DA CONSULTA

De que trata este documento?

Este documento apresenta o enquadramento e a justificação da proposta regulamentar apresentada pela ERSE relativa às redes inteligentes.

O que é uma rede inteligente?

Por redes inteligentes entende-se o conjunto de elementos de rede de distribuição de energia e sistemas informáticos que permitem integrar de modo eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados.

Como posso beneficiar de uma rede inteligente?

Para que um utilizador possa beneficiar das vantagens das redes inteligentes precisa de ter instalado no seu local de um consumo um aparelho de registo de consumos que comunique à distância e o operador da rede precisa de uma infraestrutura para a recolha e processamento da informação recebida. No mercado ou através do seu comercializador tem disponíveis ferramentas que poderão ajudá-lo a utilizar de forma eficiente a informação recolhida.

Qual é o papel da ERSE?

À ERSE compete a aprovação do conjunto de regras, procedimentos que permitam a disponibilização da informação recolhida pelo operador da rede aos interessados, com segurança e fiabilidade, bem como estabelecer os direitos e obrigações dos operadores das redes no que respeita à atividade sujeita à regulação.

A quem se destina esta consulta pública?

A proposta de Regulamento apresentada pela ERSE apresenta regras de aplicação aos clientes em baixa tensão normal, ou seja, para clientes com potências contratadas até 41,4 kVA. Contudo, esta consulta pública destina-se a todos os consumidores de energia elétrica, aos operadores das redes e a todas as entidades, públicas e privadas, com interesse no setor elétrico.

Quais são as principais propostas da ERSE?

A presente proposta apresenta os principais serviços que, na opinião da ERSE, deverão estar disponíveis para todos os clientes que disponham de uma instalação que esteja integrada (ou venha a estar) numa rede inteligente. A principal razão de serem propostos serviços diferentes dos atualmente existentes está relacionado com o facto de ser possível realizar à distância, sem deslocação física à instalação do cliente, serviços diretamente relacionados com a execução do contrato de fornecimento. Exemplos: ativação e

desativação de fornecimento, alteração de potência contratada e ciclos de faturação, restabelecimento de fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, frequência de leitura de consumo mensal, entre outros. A proposta apresenta também o mecanismo de regulação económica desta atividade para o operador da rede de distribuição.

Qual o prazo de duração da consulta?

A consulta pública decorre até ao dia 15 de fevereiro de 2019. Este é o prazo no qual poderá enviar o seu comentário ou apreciação sobre a proposta apresentada pela ERSE.

Como participar na discussão?

Para a ERSE poder considerar o seu comentário deverá enviá-lo por email, correio ou fax para os seguintes contactos:

Endereço eletrónico: cp70@erse.pt

Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 3.º andar, 1400-113 Lisboa

Fax: 213033201

O que acontece aos comentários recebidos pela ERSE?

A ERSE considera os comentários recebidos para a versão final do Regulamento colocado em consulta. Juntamente com a aprovação e publicação do Regulamento proposto, a ERSE disponibiliza igualmente um documento onde são identificadas as matérias que suscitaram comentários, respondendo de forma justificada aos mesmos e indicando, sempre que possível, se foram ou não considerados na redação final.

No caso de pretender que o seu comentário não seja publicado deverá indicá-lo de forma expressa. Acresce que no caso de a informação conter elementos sensíveis, que legalmente impeçam a divulgação dos comentários recebidos, deverá ser disponibilizada à ERSE uma versão pública expurgada dessa informação considerada sensível.

Solicita-se ainda que, para proteção dos dados pessoais dos remetentes, os comentários a enviar integrem um documento autónomo do corpo do *email*, da carta ou do fax.

2 INTRODUÇÃO

A aplicação real (projetos de demonstração) das redes inteligentes de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) começou a ser estudada em Portugal com o projeto InovGrid, em Évora, em 2007. Antes havia já diversos projetos de investigação, mas apenas em laboratório ou em ambientes muito restritos.

Um estudo feito em 2017 pelo Joint Research Centre[1], da Comissão Europeia, observa que o investimento em projetos de investigação e desenvolvimento ou de demonstração sobre redes inteligentes na Europa atingiu um pico em 2012 e é liderado por países como o Reino Unido, a França, a Alemanha e a Espanha. A mesma fonte conclui que, aparentemente, algumas aplicações das redes inteligentes estão a atingir a maturidade comercial, permitindo a sua implementação, embora exista ainda potencial para mais investigação e inovação sobre as soluções mais avançadas das redes inteligentes. Alguns países europeus já decidiram adotar planos de implementação de redes inteligentes (pelo menos, Dinamarca, Alemanha, Irlanda, França, Áustria, Eslovénia, Suécia e Reino Unido).

As redes inteligentes surgem num contexto de modernização e transformação do setor elétrico, onde figuram a utilização de energias renováveis na produção de energia elétrica, os recursos distribuídos e a participação da procura no mercado e na gestão do sistema elétrico, como as tendências mais assinaláveis[2]. As redes elétricas asseguram os fluxos de energia entre os locais de produção e de consumo, compatibilizando as duas realidades no tempo e no espaço. Por isso, desempenham um papel central na viabilização das novas tendências referidas, através de uma maior incorporação de inovação e tecnologia, sobretudo ao nível das redes de BT[3].

A Comissão Europeia definia rede inteligente, na sua Comunicação de 2011 ao Parlamento Europeu e ao Conselho[4], como: "uma rede elétrica modernizada à qual foram acrescentados um sistema digital de comunicação bidirecional entre o fornecedor e o consumidor e sistemas inteligentes de medição e de controlo. A medição inteligente é, normalmente, parte integrante das redes inteligentes". A *task force* europeia para as redes inteligentes usava ainda a definição de rede inteligente como "uma rede elétrica que pode integrar de modo eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados – os produtores, os consumidores e os utilizadores simultaneamente produtores e consumidores – no intuito de constituir um sistema de energia economicamente eficiente e sustentável, com baixas perdas e elevados níveis de qualidade e de segurança, nomeadamente no aprovisionamento."

[1] Gangale F., Vasiljevska J., Covrig F., Mengolini A., Fulli G., Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe, EUR 28614 EN, doi:10.2760/701587 [disponível *online:* link].

[2] Vd. estudo do JRC já citado.

[3] A presença de produção renovável dispersa nas redes de distribuição em Alta e Média Tensão é uma realidade há muitos anos e essas redes já evoluíram para conseguir gerir adequadamente essa circunstância.

[4] *Redes inteligentes: da inovação à implantação*, COM(2011) 202 final.

Na sua proposta de alteração à Diretiva 2009/72/CE emitida em 2016 (pacote *Energia limpa para todos os europeus*), a Comissão Europeia define "Contador convencional" como *um contador analógico ou um contador eletrónico que não dispõe de capacidade para transmitir e receber dados* e "Sistema de contadores inteligentes" como *um sistema eletrónico com capacidade para medir o consumo de energia, que fornece mais informações do que um contador convencional, e que está preparado para transmitir e receber dados para efeitos de informação, monitorização e controlo, recorrendo a uma forma de comunicação eletrónica*.

Nos sucessivos estudos entregues ao Governo, ao abrigo da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, sobre os benefícios e custos dos contadores inteligentes, a ERSE concluiu pelo valor positivo dessa opção no setor elétrico, com confiança que se reforçou a cada estudo. A evolução previsível do setor elétrico parece reforçar os pressupostos dessa conclusão:

- Tendência de redução dos custos de aquisição dos contadores inteligentes e de outros equipamentos associados às redes inteligentes, devido à evolução do mercado global de equipamentos elétricos e de telecomunicações.
- Tendência de longo prazo de aumento do preço de fornecimento de eletricidade e eletrificação dos consumos de energia residenciais, que resulta em aumentos da fatura elétrica dos consumidores e, assim, numa maior valorização dos benefícios das redes inteligentes quanto à eficiência energética, gestão de consumos ou redução de perdas técnicas e comerciais.
- Tendência de reforço dos meios de participação da procura no mercado de energia, que assenta na capacidade de aceder aos dados de consumo com detalhe e em tempo útil.

O exercício corrente da atividade de distribuição de energia elétrica pressupõe a renovação dos equipamentos de medição danificados, obsoletos ou fora de especificação, seguindo as melhores práticas da indústria e os objetivos de eficiência do serviço. Face a esta realidade, alguns operadores de rede já começaram a instalar contadores inteligentes nos pontos de consumo:

- A EDP Distribuição já instalou cerca de 1,5 milhões de contadores inteligentes, tendo começado em 2007 pela realização de projetos piloto sobre redes inteligentes, embora a instalação tenha sobretudo começado em 2015, quando a opção da empresa foi descontinuar a instalação de contadores convencionais.
- Alguns pequenos operadores de rede de distribuição em BT (A CELER, A Lord, Cooperativa Elétrica S. Simão de Novais) já procederam à substituição dos contadores dos seus clientes por contadores com funcionalidades avançadas e em telecontagem, ou estão a implementar essa decisão (CEVE).
- A EEM e a EDA têm em curso projetos piloto recentes de instalação de contadores inteligentes na Madeira e nos Açores, respetivamente.

- A instalação de contadores inteligentes (ou com funcionalidades semelhantes) foi aparecendo na legislação e na regulamentação em situações específicas, mas que já têm expressão atualmente: instalações de autoconsumo e pequena produção, instalações que incluam pontos de carregamento de veículos elétricos ligados à rede da mobilidade elétrica, pontos de entrega da iluminação pública, etc.

Esta realidade, que apresenta um número significativo e crescente de instalações integradas em (ou aptas a integrar) redes inteligentes de distribuição de eletricidade, não teve um acompanhamento paralelo no âmbito da regulamentação. Sem esse desenvolvimento regulamentar, o setor elétrico corre o risco de não aproveitar o potencial desta inovação e até de incorrer em equívocos devido ao desalinhamento entre o tipo de serviços previstos na regulamentação e a forma mais atual de prestação desses serviços pelos operadores de rede e outros agentes. Adicionalmente, a regulamentação serve o propósito de uniformizar e orientar um desenvolvimento harmonioso e integrado das práticas do setor, quer entre diversos operadores de rede de distribuição em BT quer entre estes e os restantes operadores e agentes.

Considera-se, assim, que o momento atual é adequado para discutir e adotar, a curto prazo, um enquadramento regulamentar que dê corpo às novas redes inteligentes de eletricidade e aos benefícios para os consumidores e agentes do setor.

Este novo quadro regulamentar refere-se à forma de prestação dos atuais serviços dos operadores de rede e comercializadores, mas também a potenciais novos serviços, habilitados pelas redes inteligentes. No entanto, importa não perder de vista que o universo de consumidores cujas instalações estão integradas em redes inteligentes ainda é minoritário e que, portanto, este quadro regulamentar terá de se aplicar nesse âmbito restrito e em paralelo com o atual enquadramento.

Os novos serviços não dependem apenas da instalação de contadores inteligentes, mas também de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede. O desenvolvimento desses sistemas dependerá, parcialmente, da própria definição dos serviços obrigatórios. Por estas razões, somadas ao estado atual de evolução tecnológica e dos modelos de negócio, importa ter uma abordagem incremental, que avance com a definição de um quadro de serviços inovadores obrigatórios mais relevantes e simples, mas que permita e preveja a sua evolução ao longo do tempo, face ao aumento do número de contadores inteligentes instalados e à evolução do mercado de energia e da tecnologia.

A presente consulta pública lança as bases do novo enquadramento regulamentar dos serviços das redes inteligentes, focado na concretização dos benefícios desta inovação tecnológica para os consumidores finais de eletricidade e para o setor elétrico em geral.

As regras propostas devem aplicar-se em todo o território nacional e impactarão também nos novos concessionários das redes de BT que resultem dos procedimentos de concurso a lançar em 2019 de acordo com a Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, e cujo início de atividade se centrará nos anos de 2021 e

2022. Nesse contexto, é necessário acautelar os novos serviços e mecanismos no âmbito da separação da atividade de distribuição em BT, com o potencial aparecimento de novos operadores em BT.

Tendo em conta o exposto, a ERSE coloca em consulta pública propostas de definição dos novos serviços das redes inteligentes. Os novos serviços são explicitados num documento anexo com o articulado proposto e que também integra a consulta.

No final da consulta, a ERSE aprovará as regras aplicáveis aos novos serviços das redes inteligentes.

3 AS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS CONTEXTOS EUROPEU E NACIONAL

DIRETIVA DO MERCADO INTERNO DE ELETRICIDADE

A necessidade de avaliar a implementação de redes inteligentes de distribuição de energia elétrica assumiu grande prioridade com a publicação da Diretiva 2006/32/CE, de 5 de abril, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos[5] e da Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

Com efeito, a Comissão Europeia tem vindo a considerar as redes inteligentes centrais para o desenvolvimento do mercado interno de energia associando-lhes, entre outros, benefícios como o aumento da concorrência ao nível do mercado retalhista, a disponibilização de mais e de melhor informação aos consumidores, o aumento da eficiência energética, a redução das emissões de gases com efeito de estufa, a criação de emprego e o desenvolvimento tecnológico na União Europeia, uma maior eficiência na gestão e operação das redes, a otimização da capacidade de receção de produção renovável distribuída, a oferta de tarifas dinâmicas e de novos serviços ou melhorias no processo de faturação.

Assim, em concreto, a Diretiva 2009/72/CE refere, por um lado, a necessidade dos Estados-Membros incentivarem a modernização das redes de distribuição – por exemplo, introduzindo redes inteligentes que potenciem a produção descentralizada e a eficiência energética – e, por outro lado, o dever dos Estados-Membros recomendarem que as empresas de eletricidade otimizem a utilização da eletricidade, através, por exemplo, da prestação de serviços de gestão de energia, do desenvolvimento de fórmulas tarifárias inovadoras ou da introdução de sistemas de contadores inteligentes ou de redes inteligentes.

Importa referir que está em curso uma proposta de alteração[6] da Diretiva 2009/72/CE que, obedecendo ao processo legislativo ordinário[7] da União Europeia, foi proposta pela Comissão Europeia e resultará de uma codecisão entre o Parlamento Europeu e o Conselho. No caso concreto, o documento já foi objeto de votação em sessão plenária do Parlamento Europeu e já beneficiou dos comentários do Conselho Europeu[8].

[5] Estabelece, no Anexo III, a instalação de sistemas inteligentes de contagem e a faturação detalhada como medidas elegíveis de melhoria da eficiência energética.

[6] Proposta de Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade (reformulação), COM (2016) 864 final.

[7] Conforme art.º 289.º n.º 1 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE), conjugada com o art.º 194º n.º 1 e n.º 2 do TFUE.

[8] O Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER) também se pronunciou sobre as propostas da Comissão.

De mencionar ainda que, tratando-se de uma diretiva comunitária e não tendo aplicabilidade direta no ordenamento jurídico interno, os Estados-Membros estão obrigados somente quanto ao resultado que a diretiva visa alcançar, dispondo, no entanto, de liberdade de escolha relativamente à forma e aos meios de alcançar o resultado previsto.

A proposta de alteração da Diretiva 2009/72/CE estabelece nomeadamente que, na implementação de sistemas de contadores inteligentes, devem ser adotados requisitos funcionais e técnicos mínimos, devendo os Estados membros assegurar que os contadores inteligentes obedecem aos seguintes princípios:

« *Artigo 20.º Funcionalidades dos contadores inteligentes*

(…)

(a) Os sistemas de contadores devem medir com precisão o consumo real de eletricidade e fornecer aos clientes finais informações sobre o período de utilização efetivo. Essas informações devem ser facilmente acessíveis e visualizáveis pelos clientes finais, sem custos adicionais e em tempo quase real, a fim de apoiar os programas de eficiência energética automatizada, a resposta da procura e outros serviços;

(b) A segurança dos sistemas de contadores inteligentes e de comunicação de dados deve ser garantida em conformidade com a legislação da União aplicável em matéria de segurança, tendo em conta as melhores técnicas disponíveis, a fim de assegurar o mais elevado nível de proteção no campo da cibersegurança;

(c) A privacidade e a proteção dos dados dos clientes finais devem ser asseguradas em conformidade com a legislação da União aplicável no domínio da proteção dos dados e da vida privada;

(d) Os operadores de contadores devem assegurar que os contadores dos clientes ativos que produzem a sua própria eletricidade têm capacidade para contabilizar a eletricidade introduzida na rede a partir das instalações desses clientes;

(e) Os clientes finais, ou terceiros em seu nome, devem, mediante pedido, ter acesso aos dados dos contadores sobre o seu contributo para o abastecimento da rede ou o seu consumo de eletricidade, através de uma interface de comunicação normalizada e/ou de acesso remoto, num formato facilmente compreensível, conforme previsto no artigo 24.º, a fim de lhes permitir confrontar ofertas numa base comparável;

(f) Quando da instalação de contadores inteligentes, os clientes finais devem receber informações e aconselhamento adequados, nomeadamente sobre as possibilidades oferecidas pelos equipamentos no que respeita à gestão de leituras e à monitorização de consumos de energia,

bem como sobre a recolha e o tratamento de dados pessoais, em conformidade com a legislação da União aplicável no domínio da proteção de dados;

(g) Os sistemas de contadores inteligentes devem permitir que os clientes finais obtenham a contagem e a determinação dos seus consumos num intervalo de tempo coincidente com o período de desequilíbrio no mercado nacional.»

Importa referir que, durante a apreciação da proposta da Comissão pelo Parlamento e pelo Conselho, foram identificadas diversas propostas alternativas de texto, incluindo sobre as funcionalidades dos contadores inteligentes.

Prossegue a proposta da Comissão de alteração da Diretiva, sobre os contadores convencionais (art. 22.º da diretiva revista), no sentido de que, no caso de clientes finais que não tenham instalados contadores inteligentes, os Estados-Membros devem assegurar que estes dispõem de contadores convencionais capazes de medir com precisão o seu consumo efetivo e que podem proceder com facilidade à leitura dos contadores convencionais, direta ou indiretamente, através de uma interface em linha ou outra adequada.

Determina, ainda, que os sistemas de contadores inteligentes a implementar pelos Estados-Membros não devem constituir um obstáculo à mudança de fornecedor e ser equipados com sistemas adequados e funcionalidades que permitam aos consumidores ter acesso, quase em tempo real, aos seus dados de consumo e modular o seu consumo de energia.

A proposta da Comissão elabora ainda sobre o dever de os Estados-Membros garantirem a todos os clientes finais a possibilidade de celebrar, mediante pedido, um contrato de eletricidade a preços dinâmicos com o comercializador (art. 11.º da diretiva revista). A eventual consagração deste direito reforça a necessidade de criar condições técnicas, ao nível da medição e recolha de dados de consumo, que permita o desenvolvimento do mercado elétrico neste sentido.

Sobre a contratação de serviços ao sistema elétrico com um agregador (art. 13.º da diretiva revista), a Comissão propõe, entre outras medidas, que os consumidores finais recebam todos os dados relevantes sobre a resposta da procura na sua instalação bem como dados sobre o consumo (fornecimento por um comercializador) e produção da sua instalação, pelo menos uma vez por ano.

A alteração da diretiva de eletricidade advoga a participação da resposta da procura no sistema elétrico, propondo (art. 17.º da diretiva revista) que os Estados-Membros assegurem o acesso e promovam a resposta da procura nos mercados organizados, incluindo através de agregadores.

Sobre a disponibilização dos dados de consumo para faturação, a Comissão propõe (art. 18.º da diretiva revista) que, quando o contador permita a recolha remota da leitura, os dados de consumo real devem ser disponibilizados pelo menos mensalmente. Propõe ainda que os dados históricos de consumo e de

faturação, se disponíveis, devem ser disponibilizados, a pedido do consumidor, a um comercializador ou prestador de serviços indicado por si.

No tema do acesso aos dados de consumo, a Comissão propõe (art. 23.º da diretiva revista) que os Estados-Membros enumerem as entidades elegíveis para aceder aos dados dos consumidores finais, com o seu consentimento expresso, incluindo dados sobre o consumo e dados necessários para a mudança de comercializador. A lista de entidades elegíveis deve incluir, pelo menos, os consumidores, os comercializadores, os operadores de redes, os agregadores, as empresas de serviços de energia e outras entidades que prestem serviços de energia ou outros aos consumidores. O acesso aos dados deve ser não discriminatório, simultâneo para todas as entidades, fácil e utilizando procedimentos publicados. O acesso aos dados pelos consumidores finais deve ser gratuito. A Comissão propõe ainda (art. 24.º) que sejam aprovados os formatos dos dados e procedimentos de acesso transparentes, comuns para todos os Estados-Membros.

Os reguladores europeus de energia, através da sua associação (CEER), emitiram posições sobre as propostas da Comissão Europeia no pacote legislativo *Clean Energy for all Europeans*. Estas posições estão publicadas na página do CEER na Internet[9]. Os reguladores defendem, entre outras posições, que:

- As redes inteligentes devem ter uma abordagem sistémica e não constituir um direito individual.
- Não devem existir barreiras à oferta de contratos de preço dinâmico pelos comercializadores.
- A adoção de um formato comum europeu para os dados de consumo deve minimizar os custos de adaptação ou, pelo menos, deve ser assegurada a interoperabilidade dos dados para promover a concorrência.
- Até 2025, a mudança de comercializador deve ser possível realizar em 24h nos dias úteis.
- As faturas de energia devem transmitir um conjunto limitado de informação, para se manterem compreensíveis, devendo ser usados outros canais de comunicação para transmitir dados detalhados.
- Os requisitos para os comercializadores devem ser moderados, para evitar barreiras à entrada no mercado retalhista.
- Deve ser garantido o acesso a dados de consumo históricos de, pelo menos, 24 meses, a todos os consumidores.
- Os consumidores vulneráveis devem ser protegidos por formas alternativas à fixação de preços abaixo do nível do mercado.

[9] CEER White Papers on Clean Energy (https://www.ceer.eu/white-papers).

DIRETIVA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A Diretiva 2012/27/UE, de 25 de outubro, relativa a eficiência energética, foi transposta para o ordenamento jurídico nacional através do Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril. Este diploma segue de perto o estipulado na diretiva comunitária distinguindo o tipo de informação sobre faturação a disponibilizar aos clientes em função do tipo de contador disponível no seu local de consumo. Neste contexto, «*os consumidores finais que disponham de contadores inteligentes […] devem ter acesso a informações complementares sobre o seu histórico que lhes permitam efetuar verificações pormenorizadas, tais como:*

a) Dados cumulativos referentes, pelo menos, a três anos anteriores ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento, se esse período for inferior; e

b) Dados pormenorizados correspondentes aos períodos de utilização diária, semanal, mensal e anual, disponibilizados ao consumidor final através de internet ou da interface do contador, em relação aos 24 meses anteriores, ou face ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento, se esse período for inferior.»

Com base neste normativo, a granularidade dos dados relativos ao consumo está definida numa base diária, não se definindo, contudo, a periodicidade de disponibilização desses elementos[10]. A este respeito, recorde-se que a Lei n.º 23/96, de 26 de julho, e o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) do setor elétrico estabelecem o direito à periodicidade mensal da faturação.

O Decreto-Lei n.º 68-A/2015 estabelece o acesso gratuito pelos consumidores finais a todas as faturas e informações sobre faturação, bem como o acesso adequado e gratuito aos dados referentes ao seu consumo.

AVALIAÇÃO ECONÓMICA DA INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE E GÁS NATURAL

A Comissão Europeia deu a conhecer em 2012 a sua Recomendação sobre os preparativos para a implementação de sistemas de contadores inteligentes[11], cujo método de avaliação económica dos custos e benefícios a longo prazo, bem como os requisitos funcionais mínimos aplicáveis aos contadores inteligentes foram considerados pela ERSE para efeitos de elaboração do estudo previsto no artigo 78.º-A

[10] Com base no anexo V do Decreto-Lei n.º 68-A/2015, que corresponde ao anexo VII da Diretiva 2012/27/UE, deverá ser emitida faturação com base no consumo efetivo pelo menos uma vez por ano, devendo as informações sobre a faturação ser disponibilizadas, no mínimo, trimestralmente.

[11] 2012/148/EU - Recomendação da Comissão, de 9 de março de 2012, sobre os preparativos para a implantação de sistemas de contador inteligente disponível em https://publications.europa.eu/pt/publication-detail/-/publication/a5daa8c6-8f11-4e5e-9634-3f224af571a6/language-pt

do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho[12], relativo ao modelo de sistema inteligente economicamente mais racional e ao prazo para a sua instalação, incluindo a avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, designadamente para operadores de rede, comercializadores e para os consumidores.

O referido estudo foi enviado pela ERSE ao Governo em junho de 2012, tendo concluído pela existência de racional económico favorável à instalação de contadores inteligentes no setor elétrico.

De referir que a transposição para o ordenamento jurídico nacional da Diretiva 2009/72/CE ocorreu com o Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que procedeu à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

O Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, prevê a introdução de sistemas de contadores inteligentes, como forma de reforço dos direitos dos consumidores e da participação ativa destes nos mercados de eletricidade e do gás natural, ficando a introdução desses sistemas dependente da realização pela ERSE de uma avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado e de um estudo que determine a solução de contadores inteligentes economicamente mais racional e o prazo para a sua instalação.

Neste enquadramento, a Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, veio aprovar os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes, bem como as regras relativas à disponibilização de informação e faturação, assim como ao financiamento dos custos inerentes à respetiva instalação.

A mesma portaria determina ainda a realização de uma avaliação económica de dois em dois anos dos custos e benefícios da instalação dos contadores inteligentes com base na qual será aprovada a implementação de contadores inteligentes, incluindo o respetivo calendário de instalação.

A atualização feita pela ERSE, em 2015, reforça as conclusões obtidas em 2012, não se conhecendo, contudo, à data, qualquer decisão do Governo relativa à instalação massiva de contadores inteligentes no setor elétrico.[13]

[12]Estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que revoga a Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro

[13] A este propósito, a Comissão Europeia mantém atualizado (http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union) o ponto de situação relativo à instalação de contadores inteligentes na União Europeia, em diversas áreas como os custos e benefícios, as funcionalidades dos contadores, o modelo de mercado e as decisões de instalação, existindo já um conjunto significativo de países que decidiu favoravelmente quanto à instalação de contadores inteligentes no setor elétrico, nomeadamente, Áustria, Dinamarca, Espanha, Estónia, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Malta, Reino Unido e Suécia.

Não obstante, quer a legislação sobre determinados regimes específicos (como o carregamento de veículos elétricos[14], a pequena produção ou ainda a produção para autoconsumo[15]), quer a regulamentação da ERSE sobre medição, leitura e disponibilização de dados[16], têm vindo a incorporar soluções mais avançadas de medição e recolha de dados de consumo e a traduzir essa inovação em benefícios para os consumidores e restantes utilizadores das redes.

[14] Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na sua redação atual.

[15] Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

[16] Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, da ERSE, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica para Portugal continental.

4 REDES INTELIGENTES EM PORTUGAL

O DESENVOLVIMENTO DAS REDES INTELIGENTES EM PORTUGAL

As redes inteligentes de distribuição de energia elétrica começaram a ser testadas em Portugal, em projetos piloto aplicados nas redes reais, com o projeto Inovcity/Inovgrid. Este projeto piloto foi desenvolvido pela EDP Distribuição, tendo iniciado em 2007.

O Inovgrid substituiu os contadores tradicionais por dispositivos chamados Energy Boxes (EB), integrados numa rede dotada de automação e com dispositivos de armazenamento e processamento de informação/comando e controlo a nível dos postos de transformação (PT) de média para baixa tensão (PTD MT/BT). Este primeiro projeto, na cidade de Évora, abrangeu cerca de 32 mil EB, instaladas entre 2010 e 2012. O projeto piloto pretendeu (i) avaliar tecnologias, equipamentos, sistemas e funcionalidades; (ii) avaliar custos e benefícios associados às redes inteligentes; e (iii) ganhar *know-how* e experiência de implementação das redes inteligentes.

A fase piloto do projeto foi depois alargada a 7 localidades entre 2013 e 2015 (Projeto InovCity) – Alcochete, Guimarães, São João da Madeira, Lamego, Marinha Grande, Batalha e Ilhas Barreira. O objetivo da segunda fase piloto foi testar novas tecnologias de comunicação (PLC Prime), a normalização tecnológica do mercado, a interoperação entre fornecedores e a integração nos sistemas de informação e nos processos operacionais.

No contexto do desenvolvimento das redes inteligentes e de decisões regulatórias que obrigaram à telecontagem de energia nos pontos de entrega da iluminação pública e nos postos de transformação (PTD), a EDP Distribuição procedeu à instalação de sistemas de medição inteligente e de concentradores de dados ao nível dos PTD, entre 2012 e 2015.

Já em 2015, a EDP Distribuição passou do desenvolvimento de redes inteligentes em projetos piloto para uma fase de implementação massificada, abrangendo não só todas as substituições ordinárias de equipamentos de contagem em fim de vida útil nos clientes, mas também um plano de substituição antecipada dos equipamentos. Como se verá posteriormente, esta substituição massificada é um requisito de funcionamento técnico dos sistemas de comunicação entre os contadores e os concentradores de dados (usando a tecnologia PLC), pelo que é crítico para a oferta dos serviços das redes inteligentes.

Vários operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT encetaram projetos de redes inteligentes neste período, resultando na substituição total dos contadores, dos dispositivos de controlo de potência e dos sistemas de recolha de dados nessas redes. Foi o caso d'A CELER, entre 2012 e 2016, envolvendo 4187 contadores; da Cooperativa Elétrica São Simão de Novais, entre 2014 e 2016, envolvendo 3293 contadores inteligentes; e d'A Lord, entre 2015 e 2017, envolvendo 4462 contadores inteligentes.

A Cooperativa Elétrica Vale d'Este (CEVE) também tem em curso 3 projetos piloto sobre redes inteligentes, abrangendo 1300 contadores inteligentes. Entretanto, também iniciou um processo gradual de substituição massiva de todos os contadores nas suas redes.

Nas regiões autónomas também existem projetos piloto de redes inteligentes em curso. Nos Açores, a EDA iniciou em 2018 um projeto piloto até 2019 sobre redes inteligentes, abrangendo 2 PT (370 contadores inteligentes). Na Madeira, a EEM iniciou também um projeto piloto sobre redes inteligentes abrangendo toda a Ilha do Porto Santo, a concluir até ao final do 1.º semestre de 2019 (28 PT, 10 armários de distribuição, centro de dados, 4600 contadores inteligentes, 77 concentradores).

Além deste ponto de situação, os operadores de redes de distribuição têm ainda em curso diversos projetos pontuais de teste e investigação sobre aspetos mais particulares que se relacionam com as redes inteligentes, como seja o teste de novas tecnologias e equipamentos de comunicação (ex. projetos sobre a tecnologia RF-Mesh, a tecnologia NB-IoT ou a tecnologia 3G) ou o teste de novos serviços e funcionalidades para a gestão da rede (ex. projeto de controlo da potência contratada em apoio à rede e projetos no âmbito da atuação sobre os transformadores dos PTD ou projetos sobre *demand side management*).

Em resumo, em Portugal encontram-se atualmente instalados cerca de 1,5 milhões de contadores inteligentes, a maior parte dos quais integrados (ou em vias de integração) em redes inteligentes totalmente funcionais. Este número representa cerca de 25% dos clientes finais de eletricidade. Genericamente, segundo a informação dos operadores, os contadores inteligentes instalados cumprem as funcionalidades requeridas pela Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho.

Os projetos de instalação massiva de contadores inteligentes e da sua integração em redes inteligentes apresentados pelos operadores de rede apontam para que, até 2020, cerca de 50% dos consumidores finais tenham a sua instalação elétrica integrada numa rede inteligente.

OS REQUISITOS REGULAMENTARES

A evolução tecnológica nas redes elétricas torna disponíveis novas opções regulamentares que, após uma análise dos custos e potenciais benefícios, podem ser introduzidas nas regras vigentes do setor. Por vezes, as disposições regulamentares determinam avanços nas soluções tecnológicas a adotar, mas, mais correntemente, as soluções técnicas utilizadas pelos operadores vão traduzindo a evolução tecnológica disponível no mercado e preenchem requisitos superiores aos definidos pelos regulamentos.

No âmbito da medição, a regulamentação tem evoluído de forma a melhorar os dados medidos, recolhidos e disponibilizados ao mercado, começando pelos clientes dos níveis de tensão superiores e passando gradualmente para os clientes de menor dimensão.

Num primeiro momento da regulação da ERSE, foi estabelecida a obrigatoriedade de integração dos contadores das instalações em MAT, AT e MT em sistemas de telecontagem. Estes sistemas permitem a recolha remota dos dados de consumo, que é feita diariamente, relativamente ao dia de consumo anterior.

Posteriormente, essa obrigação estendeu-se às instalações de BTE e, ainda mais tarde, aos pontos de entrega da iluminação pública e à energia entrada nos PTD.

Em paralelo, a regulação tem vindo a alargar sucessivamente o leque de opções tarifárias disponíveis aos consumidores em BTN (instalações em BT com potência contratada até 41,4 kVA). As tarifas de acesso às redes aplicáveis entre 20,7 e 41,4 kVA passaram a ser obrigatoriamente tri-horárias, assim como essa tarifa tri-horária passou a estar disponível para a maior parte dos escalões de potência contratada inferiores, tal como a opção bi-horária.

Estas opções tarifárias condicionam o tipo de contador da instalação, obrigando-se os operadores de rede a modificá-lo caso seja necessário para faturar o cliente na opção tarifária da sua escolha.

Mais recentemente, foi também previsto na regulamentação da ERSE que, caso os contadores instalados em instalações de BTN estejam integrados em sistemas de telecontagem, então a recolha de leitura real deve fazer-se por essa via e ter frequência mensal (ao contrário dos restantes clientes em BTN para os quais a leitura real deve fazer-se por visita ao local de consumo a cada 3 meses).

Apesar disto, a ERSE considera que a regulamentação não prevê a existência de instalações integradas nas novas redes inteligentes, nem define adequadamente os serviços prestados pelos operadores de rede nestas circunstâncias.

Este desenvolvimento regulamentar era prematuro na fase dos projetos piloto das redes inteligentes, em que os operadores estavam ainda a testar diversas soluções tecnológicas e a sua incorporação nos processos operacionais. Atualmente, considerando que vários operadores já implementaram ou estão a implementar a passagem das suas redes de BT para redes inteligentes, incluindo quer a substituição massiva dos contadores nos clientes quer a instalação de todo o equipamento necessário às comunicações de dados e ao tratamento e à disponibilização de dados, e considerando ainda que já existe um número considerável de instalações de consumo em BT integradas nas redes inteligentes (cerca de 25% do total), a ERSE entende que chegou o momento certo para estabelecer um primeiro quadro regulamentar dos novos serviços prestados pelas redes inteligentes.

GRADUALISMO NA CONCRETIZAÇÃO DAS REDES INTELIGENTES

A presente proposta em consulta pública reconhece que é necessário estabelecer uma primeira geração de serviços das redes inteligentes, que possam ser vistos pelos consumidores de eletricidade como um novo paradigma de serviços do setor e que possam abrir portas para o desenvolvimento de um mercado de serviços de energia, com valor para o consumidor final.

No entanto, sendo os sistemas das redes inteligentes ainda recentes ou estando em fase de implementação e sabendo que é necessário que a regulamentação evolua com passos consolidados e previsíveis, propõe-se que este primeiro enquadramento regulatório dos serviços das redes inteligentes seja visto como transitório e preparatório de um quadro mais consolidado das regras, possível após a experiência deste primeiro quadro regulamentar. Propõe-se fazer essa reavaliação no lançamento do próximo período de regulação, que se inicia em 2021.

Nestes termos, as regras a discutir na presente consulta definem um quadro supletivo em relação aos atuais regulamentos e subregulamentação, que deve ser observado sempre que as instalações passem a estar integradas numa rede inteligente. Não se pode ignorar que a maioria dos consumidores ainda não está nesta circunstância e que, por isso, continua plenamente abrangida pelas regras atualmente em vigor.

5 CONSULTA PRÉVIA AOS ORD BT

No âmbito da preparação da presente proposta, a ERSE lançou um questionário junto dos operadores das redes de distribuição em BT, quer em Portugal Continental quer nas regiões autónomas, num total de 13 operadores. Este questionário recolheu informação sobre o atual estado de desenvolvimento das redes inteligentes e dos projetos para a sua implementação, bem como sobre os benefícios já experimentados e os novos serviços que os operadores de rede pretendem disponibilizar, melhorando a prestação do seu serviço ao setor elétrico.

A participação dos operadores de rede neste questionário foi animadora e denota um grande interesse nestes desenvolvimentos da atividade, confirmando a necessidade de evoluir a regulamentação nesta área. Foram recebidos contributos de 7 operadores.

A diferente dimensão dos vários operadores de rede de distribuição em BT não implica um menor ou maior desenvolvimento das redes inteligentes, verificando-se exemplos de plena implementação das redes inteligentes em todo o tipo e dimensão de operadores. De facto, todos os 7 operadores de rede que responderam ao questionário têm em curso projetos de redes inteligentes, nalguns casos já totalmente implementados e em operação.

PROJETOS DE REDES INTELIGENTES IMPLEMENTADOS E EM CURSO

Relativamente aos tipos de redes inteligente e dimensão dos projetos, existem diversos projetos piloto associados às redes inteligentes, seja para instalação da infraestrutura básica (contadores inteligentes, sistemas de recolha e comunicação de dados e sistemas de tratamento de dados e integração na gestão da rede), seja para testar funcionalidades específicas e novos serviços, seja ainda para testar novas tecnologias e equipamentos.

BENEFÍCIOS ESPERADOS PELOS OPERADORES DAS REDES

O leque de benefícios das redes inteligentes que os operadores contam poder retirar destes projetos inclui:

- Execução remota de operações: a realização de serviços de forma remota (em substituição da tradicional visita ao local, com ou sem a presença do cliente) permite reduzir os custos dessas operações, reduzir o tempo de execução (podendo até ser de forma imediata após o pedido) e dispensar a presença do cliente, representando globalmente vantagens económicas, de conforto e de qualidade de serviço para clientes, comercializadores e operadores.
- Faturação sem recurso a estimativas: usando sempre leituras reais, o que reduz a conflitualidade e melhora a consciência do consumidor sobre o seu consumo, podendo ainda

reduzir a necessidade de acertos das carteiras de comercialização com vantagens económicas para todos os agentes.

- Dados de consumo mais detalhados e com maior frequência: os dados de consumo disponibilizados aos consumidores devem ser mais detalhados e com maior frequência, abrindo caminho à utilização de meios inovadores de prestação de informação aos consumidores, por exemplo, por entidades terceiras, favorecendo as condições para a utilização racional de energia.
- Novas possibilidades de faturação da energia elétrica: como a utilização de tarifas dinâmicas e tarifas indexadas ao mercado grossista, a valorização adequada da produção para autoconsumo e dos seus excedentes.
- Melhoria da gestão da rede de distribuição e da qualidade de serviço: através do acesso a dados sobre o estado da rede em cada momento, os operadores terão condições para reduzir o tempo de resposta a incidentes nas redes, para otimizar as decisões de investimento e os pedidos de novas ligações ou para otimizar o desempenho da rede, por exemplo reduzindo as perdas técnicas e comerciais.
- Preparação das redes para a evolução do setor elétrico: a digitalização e a interoperabilidade dos equipamentos das redes contribuem para a resposta técnica aos desafios colocados pela cada vez maior presença de produção intermitente e descentralizada nas redes de BT ou pelo aparecimento de cargas controláveis e até reversíveis, como as baterias dos veículos elétricos.
- Gestão mais eficiente do consumo: na posse de melhor informação sobre o consumo, os clientes poderão fazer uma melhor gestão dos seus consumos, nomeadamente da potência contratada, da transferência de consumos no tempo em função dos preços ou da opção por equipamentos de utilização mais eficientes.
- Gestão da iluminação pública: melhoria dos dados disponibilizados sobre o consumo da iluminação pública, promovendo a gestão criteriosa destes consumos e habilitando decisões sobre medidas de eficiência energética, bem como introdução de novas possibilidades de controlo sobre esta infraestrutura de iluminação, diretamente pelos municípios.
- Melhorias na medição: alguns operadores referiram a vantagem (que estão a praticar) dos contadores inteligentes poderem utilizar a potência trifásica agregada para efeitos de contabilização e limitação da potência ao valor contratado, em vez da tradicional limitação da corrente por fase a um terço do valor contratual.

CUSTOS ESPERADOS PELOS OPERADORES DAS REDES

Os operadores de rede também identificam diversos tipos de custo que advêm das novas infraestruturas das redes inteligentes e que devem ser tidos em conta nas opções regulamentares:

- Equipamentos da rede para concentração e comunicação de dados, repetidores de sinal, filtros de distorção harmónica, etc.
- Custos com telecomunicações.
- Sistemas informáticos para recolha, tratamento, armazenamento e disponibilização de dados.
- Licenças de *software*.
- Ações locais de verificação da rede e dos equipamentos e reparação de avarias.
- Mão-de-obra mais qualificada.
- Necessidade de reinvestimento contínuo devido à maior complexidade e número de equipamentos nas redes inteligentes, bem como à evolução tecnologia destes equipamentos inovadores.

SERVIÇOS A DESENVOLVER PRIORITARIAMENTE

O diferente estágio de desenvolvimento das redes inteligentes nos diversos operadores de rede motiva alguma dispersão na identificação dos serviços prioritários. No entanto, a possibilidade de faturar sem recurso a estimativa e a atuação remota sobre os contadores (serviços remotos como a leitura, a alteração da potência contratada ou da opção tarifária, a interrupção e restabelecimento, etc.) são funcionalidades consensuais identificadas como básicas.

A disponibilização de dados de consumo mais detalhados (por exemplo, diagramas de carga) e com maior frequência é também apontada como uma valência chave das redes inteligentes, quer na ótica do operador de rede, quer dos comercializadores, quer dos clientes. Importa, porém, ter presente que este serviço é particularmente desafiador em termos de sistemas de tratamento dos dados e de comunicações, devendo ser implementado com prioridade, mas também com gradualismo. Nalguns casos, os operadores de rede já implementam este serviço, em situações pontuais (dimensionamento de UPAC, verificação de consumos anormais), a pedido do cliente.

Alguns operadores de rede referem que a disponibilização, por requisito de construção, de uma porta de acesso local aos dados do contador (porta HAN), deve também ser considerada básica, no sentido em que o serviço está essencialmente disponível pelas características intrínsecas do contador, sendo apenas necessária a colaboração do operador para desselar e selar o contador no momento da ligação do aparelho externo de comunicação propriedade do cliente (ou de uma terceira entidade, prestadora de serviços de energia).

SERVIÇOS A PRESTAR PELOS OPERADORES DE REDE E POR OUTRAS ENTIDADES

O modelo de desenvolvimento das redes inteligentes caracteriza-se por tornar disponível mais informação sobre a utilização das redes e sobre os consumos e produção e de forma mais frequente, inclusivamente em tempo real. Esta complexidade dos dados disponíveis necessita de intermediários que a traduzam em informação útil e compreensível para os utilizadores das redes. Este serviço de intermediação pode incluir-se na categoria dos serviços de energia, os quais são prestados pelos comercializadores, mas também por entidades especializadas nesse papel e podem ser contratados separadamente do fornecimento de energia.

Assim, no mundo da disponibilização de dados de consumo importa definir as fronteiras de participação dos operadores de rede de distribuição, enquanto monopolistas da operação da rede com acesso total aos dados, e dos restantes agentes do setor, deixando aberta à concorrência a atividade de prestação de serviços de energia. Importa também reconhecer o papel do consumidor enquanto proprietário dos dados de consumo da sua instalação e a necessidade de proteger esses dados recolhidos pelos operadores e pelos restantes agentes.

Os operadores de rede apontaram para incluir no seu papel as seguintes funções:

- Recolha e disponibilização de dados para a faturação das tarifas de acesso às redes e para as carteiras de comercialização.
- Disponibilização dos diagramas de carga aos consumidores (ou a outras entidades, sob autorização do consumidor).
- Monitorização dos fluxos de energia nas redes para gestão da rede, controlo das perdas e das fraudes e otimização da operação e do planeamento.

Por outro lado, os operadores de rede identificam como funções dos comercializadores ou das empresas de serviços de energia, as seguintes:

- Gestão dos pedidos de serviço remoto relacionados com os parâmetros contratuais do cliente.
- Alguns dos operadores de rede sugerem que se proíba a faturação dos comercializadores sem ser assente em dados de leitura real (salvo nas situações pontuais de falha de leitura remota), de modo a eliminar o uso de estimativas.
- Desenvolvimento de opções tarifárias inovadoras que transmitam preços em tempo real ou aproximado.
- Aconselhamento energético.
- Serviços de flexibilidade à rede ("*demand response*").

MELHORIAS NA GESTÃO DA REDE PROPORCIONADAS PELAS REDES INTELIGENTES

No que respeita aos ganhos para a gestão da rede, os operadores identificaram exemplos concretos de melhorias na operação da rede e no desenvolvimento da atividade, nomeadamente:

- Informação sobre o estado da rede e dos respetivos elementos: nível de saturação da carga dos transformadores e linhas, quedas de tensão, equilíbrio de fases, avarias e falhas de equipamentos, etc.
- Gestão de ativos, manutenção e planeamento da rede: recorrendo a informação detalhada sobre os diagramas de carga é possível estimar o *stress* de utilização dos equipamentos e planear a realização de manutenções preventivas ou mesmo otimizar o momento dos investimentos.
- Gestão de incidentes: utilizando informação sobre o estado da rede é possível identificar automaticamente falhas de serviço e elementos da rede com avarias, antecipando as reclamações dos clientes e reduzindo o tempo de reposição do serviço.
- Redução das perdas de energia e combate à fraude: analisando os dados dos fluxos de energia os operadores podem melhor identificar secções da rede com perdas elevadas e delinear ações corretivas, bem como identificar potenciais situações de fraude.
- Redução das anomalias de faturação e tratamento de reclamações: a utilização de leituras reais e a disponibilidade de informação sobre os diagramas de carga podem reduzir o número de anomalias de faturação (por exemplo, por estimativa inadequada) e facilitar a interação com os clientes perante reclamações.
- Integração na rede dos recursos distribuídos: a maior variabilidade e imprevisibilidade da utilização da rede perante o crescimento do número de novos utilizadores das redes de BT (produtores e produtores para autoconsumo, veículos elétricos) será mais facilmente gerida numa rede inteligente com acesso a informação detalhada sobre o estado dos parâmetros da rede e capacidade de geração de alarmes.

PREOCUPAÇÕES MANIFESTADAS PELOS OPERADORES

Os operadores de rede relataram algumas questões que geram preocupação quanto à concretização dos resultados das redes inteligentes:

- Estimativas: havendo possibilidade de os comercializadores faturarem usando estimativas, por exemplo para incluir um período de faturação ainda não coberto pela leitura real mensal, os benefícios associados à utilização da leitura real poderão ser prejudicados.
- Maturidade da tecnologia: sendo as redes inteligentes um conceito que decorre de diversas tecnologias inovadoras e ainda em desenvolvimento, os investimentos realizados nestas

infraestruturas correm riscos de obsolescência tecnológica antes do fim da sua vida útil económica ou pelo menos de serem ultrapassados por novos equipamentos que apareçam no mercado.

- Um operador relatou dificuldades com a porta HAN em algumas situações, quer devido a alegadas fragilidades em ambientes mais agressivos (contadores em meio rural) quer devido a fragilidades de acesso informático não autorizado ao contador.
- A função de rearme do contador após uma interrupção por máximo de potência, por exemplo, levantou, para um operador, questões sobre a segurança dessa operação, nomeadamente devido à configuração habitual dos armários de contagem, que protegem o contador por uma portinhola que seria necessário abrir para aceder fisicamente ao contador.
- A necessidade de garantir a adequada implementação da legislação sobre proteção de dados pessoais e sobre cibersegurança.
- Fiabilidade: o grau de fiabilidade das comunicações para recolha de dados depende de diversos fatores, nalguns casos externos aos operadores, pelo que a taxa de sucesso das leituras será um indicador a monitorizar, bem como os custos associados aos objetivos de eficácia.
- Gradualismo da implementação e custos envolvidos: alguns operadores cuja implementação das redes inteligentes ainda não está completa alertaram para a necessidade de permitir um gradualismo nos serviços a prestar, quer devido ao tempo necessário para implementar e desenvolver os sistemas dos operadores quer para testar as melhores soluções numa área em que o espaço para aprendizagem é significativo; estes operadores também referem a necessidade de observar os custos gerados pelos novos serviços e a correspondente internalização nos modelos de regulação.

6 EXEMPLOS EUROPEUS DE SERVIÇOS PROPORCIONADOS PELAS REDES INTELIGENTES

Como referido anteriormente, a Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade, prevê que os Estados-Membros assegurem a implementação de sistemas de contadores inteligentes, sujeita a avaliação de custo-benefício.

Tratando-se de um objetivo geral que todos os países da União Europeia devem alcançar, importa analisar a situação atual naqueles que, tendo já um parque representativo de contadores inteligentes, se constituem como mais relevantes para o contexto português, nomeadamente, Espanha, Itália e Reino Unido[17].

Assim, fez-se o exercício de, para estes três países, sistematizar aspetos como o processo de instalação, as responsabilidades dos diversos intervenientes ou os serviços que são prestados tendo por base as redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.

6.1 ESPANHA

PROCESSO DE INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES

A lei espanhola[18] estabelece as seguintes metas para a substituição de contadores convencionais por contadores inteligentes, para potências contratadas inferiores a 15 kW[19]: 35% até ao fim de 2014, 70% até ao fim de 2016 e 100% até ao fim de 2018. A informação disponível mais recente indica que, no final de 2016, 75% do total de contadores convencionais tinha sido substituído por contadores inteligentes[20].

RESPONSABILIDADES DOS INTERVENIENTES

A responsabilidade pela instalação dos contadores inteligentes é dos ORD e são remunerados através das tarifas ou taxas de aluguer, no caso de o cliente optar por instalar um contador inteligente em regime

[17] A escolha recaiu em 1) Espanha, fundamentalmente, devido à proximidade geográfica, à integração dos referenciais de contratação dos dois países e à existência de agentes que atuam quer em Portugal, quer em Espanha, 2) Itália, pela longa experiência na utilização de contadores inteligentes, desde 2001 e 3) Reino Unido, não apenas pela maturidade do próprio mercado de eletricidade, mas também por apresentar algumas características particulares, como seja a atribuição da responsabilidade pela instalação dos contadores inteligentes aos comercializadores.

[18] Ordem IET/290/2012, de 16 de fevereiro, que modifica a Ordem ITC/3860/2007, de 28 de dezembro, que revê as tarifas de eletricidade a partir de 1 de janeiro de 2008 no que respeita ao plano de substituição de contadores.

[19] Recorde-se que, em Portugal, a BTN corresponde a potências contratadas até 41,4 kVA.

[20] https://www.cnmc.es/sites/default/files/1854375_2.pdf

de aluguer[21]. A informação recolhida dos contadores inteligentes é guardada nos sistemas de gestão dos ORD. Os dados de consumo disponibilizados pelos ORD aos comercializadores para efeitos de faturação respeitam um formato único estabelecido na regulamentação[22].

PROCEDIMENTOS APLICÁVEIS

Os clientes das instalações de consumo equipadas com contadores inteligentes são faturados com base em leituras reais mensais[23].

Por outro lado, caso o cliente opte pelo designado *precio voluntario para el pequeño consumidor* (mercado regulado), a faturação dos seus consumos é feita com base nos preços de mercado correspondentes ao consumo horário real[24].

Em 2015 foram publicados procedimentos de operação (10.12 e 10.13)[25] relativos ao tratamento de dados provenientes dos contadores inteligentes para efeitos de liquidação e faturação da energia consumida, que obrigam os ORD a disponibilizar:

- Semanalmente, a cada comercializador, as curvas validadas de consumo horário de cada ponto de entrega da sua carteira;
- Mensalmente, a cada comercializador, as curvas tratadas e corrigidas de consumo horário de cada ponto de entrega da sua carteira, até 5 dias úteis após o final de cada mês;
- Mensalmente, acessíveis aos clientes, na internet, as curvas de carga horárias das instalações de consumo, até 5 dias úteis após o final de cada mês, mantendo o histórico dos 24 meses anteriores. Os dados são confidenciais, podendo haver acesso por parte de terceiros se o cliente assim o autorizar.

Os procedimentos de operação anteriormente referidos estabelecem ainda que os comercializadores devem 1) informar os seus clientes, através da fatura, da possibilidade de acesso gratuito aos dados

[21] Relatório da Comissão - Análise comparativa da implantação de contadores inteligentes na UE-27,com ênfase na eletricidade (https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0356&from=EN)

[22] Relatório do Grupo de Trabalho sobre Redes Inteligentes Europeias - Normas e Interoperabilidade - "Os Meus Dados Energéticos" (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_final_eg1_my_energy_data_15_november_2016.pdf)

[23] Real Decreto 1718/2012, de 28 de dezembro, que estabelece o procedimento para a realização da leitura e da faturação dos fornecimentos de energia em baixa tensão com potência contratada até 15 kW.

[24] Real Decreto 216/2014, de 28 de março, que estabelece a metodologia de cálculo dos preços voluntários para o pequeno consumidor de energia elétrica e o seu regime jurídico de contratação.

[25] Resolução de 2 de junho de 2015, da Secretaria de Estado da Energia

horários utilizados para faturação e 2) utilizar valores diários ou leituras totais dos locais de consumo, com referência ao dia de mudança, para efeitos de mudança de comercializador.

INFORMAÇÃO DISPONIBILIZADA PELOS INTERVENIENTES

A Endesa apresenta, na sua página na internet[26], as principais vantagens que identifica na utilização de contadores inteligentes, em particular:

- Maior rapidez na deteção e atuação em caso de avaria na rede: qualquer problema com o fornecimento de energia elétrica é mais facilmente identificável, resultando em tempos de interrupção mais curtos.
- Maior conveniência na alteração da potência contratada: deixa de ser necessária a deslocação de um técnico à instalação, sendo a alteração executada remotamente.
- Eliminação do uso de estimativas para faturação aos clientes: todas as faturas se baseiam apenas em leituras reais.
- Diminuição da ocorrência de fraudes por manipulação do contador: os contadores inteligentes são monitorizados constantemente, não podendo ser manipulados.
- Os clientes têm maior controlo dos seus consumos, ao saberem quanto se está a gastar em cada momento, sendo possível configurar alertas que avisem quando se está perto de superar um valor de consumo pré-definido.
- Rearme automático do Interruptor de Controlo de Potência, após interrupção por máximo de potência.

A EDP HC Energía[27] acrescenta às vantagens anteriores o controlo da potência tomada e contratada, a ativação e desativação remota do fornecimento ou a parametrização remota do contador, para além da disponibilização de dados de consumo horários e de valores referentes ao acesso às redes.

A Iberdrola Distribución Eléctrica[28] acrescenta ainda que os consumidores que disponham de contador inteligente podem consultar na internet as curvas de consumo diário, semanal e mensal, entre outros dados e, com essa informação, conhecer melhor o seu perfil de consumo, utilizando a energia elétrica de forma mais eficiente e escolhendo a opção tarifária e oferta comercial mais adequadas.

[26] https://www.endesaclientes.com/contador-inteligente.html

[27] http://www.edpenergia.es/es/

[28] https://www.iberdroladistribucion.es/

6.2 ITÁLIA

PROCESSO DE INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES

A Enel[29] foi a primeira empresa em todo o mundo a instalar contadores inteligentes, ao abrigo de um projeto piloto que se iniciou em 2001, sendo que, em 2006, já a quase totalidade dos seus clientes tinha instalado um contador inteligente. Nesse ano foi estabelecida regulamentarmente a instalação obrigatória de contadores inteligentes para todos os clientes até ao final de 2011. Em 2016, iniciou-se a instalação da segunda geração de contadores inteligentes[30].

RESPONSABILIDADES DOS INTERVENIENTES

Os ORD são proprietários e responsáveis pela gestão dos contadores inteligentes e dos dados associados, existindo, no entanto, desde 2010, uma base de dados central, gerida pela entidade pública *Acquirente Único*[31], que recolhe dados comerciais e de medição de todos os ORD, gere a troca de informação com o ORT, para balanços, e com os comercializadores, para faturação. O cliente tem que autorizar o respetivo comercializador para efeitos de acesso aos dados provenientes do ORD para além da utilização para propósitos de faturação[32]. Segundo o regulador Italiano, os ORD recuperam o seu investimento ajustando o valor das tarifas.[33]

PROCEDIMENTOS APLICÁVEIS

Em 2016 foram estabelecidas as funcionalidades e níveis de desempenho dos contadores inteligentes de segunda geração[34], destacando-se o seguinte:

- Estado do contador inteligente:
    - Recolha do estado e de alarmes de irregularidades/anomalias.
    - Recolha dos valores de tensão.

[29] Principal operador de rede de distribuição em Itália

[30] Relatório da Comissão - Análise comparativa da implantação de contadores inteligentes na UE-27,com ênfase na eletricidade (https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0356&from=EN)

[31] Entidade pública detida pela *Gestore dei Servizi Energetici SpA* criada para garantir o fornecimento de eletricidade no mercado regulado, apoio ao consumidor e gestão do sistema integrado de informação (http://www.acquirenteunico.it/)

[32] Relatório do Grupo de Trabalho sobre Redes Inteligentes Europeias - Normas e Interoperabilidade -"Os Meus Dados Energéticos" (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_final_eg1_my_energy_data_15_november_2016.pdf)

[33] The Italian Case on Smart Meters in the Electricity Market: a New Wave of Evolution is Ready to Come (http://icer-regulators.net/wp-content/uploads/download-manager-files/1519929597wpdm_ICER_Chronicle_6_FINAL.pdf)

[34] Deliberação 87/2016/R/eel, proposta pela autoridade reguladora italiana de eletricidade, gás e água, relativa às especificações das funcionalidades dos sistemas da segunda geração de contadores inteligentes de BT e correspondentes níveis de desempenho

- Leituras remotas diárias:
    - Disponibilização por parte dos ORD aos comercializadores, através da base de dados central, das curvas quarti-horárias diárias (de consumo de energia ativa, de energia reativa indutiva e capacitiva e de produção, se for o caso), do valor máximo instantâneo da potência ativa tomada e do registo de interrupções com mais de um segundo (data de inicio e duração), relativos ao dia anterior ou aos dias anteriores que ainda não tenham sido recolhidos, até um máximo de 38.
- Gestão remota:
    - Sincronização do relógio e do calendário.
    - Leitura a pedido:
        - De totais de energia e potência.
        - De interrupções, variações de tensão e outros indicadores de qualidade.
        - De registo de atuação ao nível do ICP (data, valor percentual da redução de potência, motivo da atuação).
    - Alterações contratuais:
        - Modificação de parâmetros contratuais.
        - Mudança de comercializador.
    - Ativação/desativação do contador.
    - Redução e reposição da potência contratada (por não pagamento).
    - Envio de mensagem para o display.
    - Configuração, parametrização e atualização remota do *firmware.*
    - Configuração de parâmetros para reconhecimento e autenticação de dispositivos de usuário.

Adicionalmente, foram estabelecidos os respetivos níveis de desempenho:

- Leitura remota:
    - 95% de dados disponibilizados num intervalo de 24 horas, com início à meia noite do dia do consumo.
    - 97% de dados disponibilizados num intervalo de 96 horas, com início à meia-noite do dia do consumo.
- Taxa de sucesso das operações remotas (excluindo os eventos de larga escala como o deslastre de cargas) pelos comercializadores:
    - Não inferior a 94%, num intervalo de 4 horas a partir do pedido.
    - Não inferior a 97%, num intervalo de 24 horas a partir do pedido.

Em Itália, merece particular destaque a utilização dos contadores inteligentes para redução da potência contratada em caso de não pagamento, garantindo-se um serviço mínimo (0,5 kW para consumidores residenciais com potência contratada de 3 kW), antes de se proceder remotamente à interrupção do fornecimento no caso do não pagamento persistir. Se a situação for, entretanto, sanada, há lugar à

reposição remota da potência contratada inicial no prazo máximo de 24 horas, devendo o ORD pagar uma compensação ao cliente em caso de incumprimento[35].

Os contadores inteligentes comunicam com o *In House Display* (IHD), permitindo o acesso em tempo real a dados não validados, como por exemplo, curvas de consumo diário, potência ativa instantânea, alertas de consumo ou informações contratuais. Os dados e a frequência de envio são definidos de acordo com as necessidades do cliente e com a capacidade do canal de comunicação. Outros serviços inovadores podem ser oferecidos ao cliente através de contratos com terceiros[36].

INFORMAÇÃO DISPONIBILIZADA PELOS INTERVENIENTES

A Enel, na sua página na internet[37], apresenta as principais vantagens decorrentes da utilização de contadores inteligentes, designadamente:

- Para os clientes:
  - Conhecer com maior detalhe o consumo diário de energia, de potência tomada, de energia injetada na rede, com acesso a dados históricos (desagregação quarti-horária).
  - Redução das estimativas para faturação.
  - Ativação, alteração ou desativação do fornecimento de forma mais rápida.
- Para os comercializadores:
  - Redução do tempo para mudança de comercializador.
  - Faturas baseadas em leituras reais e redução dos acertos de faturação, que potenciam conflitualidade.
- Para o sistema elétrico:
  - Melhoria da operação e gestão da rede de distribuição.
  - Informação relativa a interrupções e possibilidade de atuação tempestiva.

[35] The Italian Case on Smart Meters in the Electricity Market: a New Wave of Evolution is Ready to Come (http://icer-regulators.net/wp-content/uploads/download-manager-files/1519929597wpdm_ICER_Chronicle_6_FINAL.pdf)
[36] Smart metering: an evolutionary perspective, Guidelines and lessons learnt from the Italian regulatory experience (https://erranet.org/wp-content/uploads/2017/09/Highly-Acknowledged-Paper_PitiTeam_Paper_Award_2017.pdf)
[37] https://www.e-distribuzione.it/it/open-meter/vantaggi.html

6.3 REINO UNIDO

PROCESSO DE INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES

O Reino Unido estabeleceu o objetivo de dotar de contadores inteligentes todas as instalações de clientes domésticos e de pequenos negócios até ao final de 2020[38]. O programa de instalação de contadores inteligentes foi dividido em 2 fases: numa primeira fase, iniciada em 2011, o Governo estabeleceu as estruturas comerciais e regulamentares, e numa segunda fase, que se iniciou em 2016 e terminará em 2020, tem lugar a instalação massiva de contadores. No final do 1.º trimestre de 2018, existiam contadores inteligentes em 24% das instalações de clientes domésticos[39].

RESPONSABILIDADES DOS INTERVENIENTES

No Reino Unido, os comercializadores são responsáveis pela atividade de medição, incluindo o financiamento, instalação, operação e manutenção dos contadores. As atividades de tratamento e de disponibilização de dados estão atribuídas, através de uma licença governamental regulada pela Ofgem, a uma entidade independente[40].

PROCEDIMENTOS APLICÁVEIS

Os clientes domésticos são titulares dos seus dados determinando a sua utilização e acesso por terceiros, salvaguardadas as obrigações impostas pela regulamentação e pela legislação, desde logo as respeitantes à faturação. O respetivo comercializador pode aceder aos dados necessários para cumprimento das suas obrigações, contudo, o acesso aos dados com maior desagregação temporal que a mensal carece de obtenção de autorização por parte do cliente. Constitui-se como exceção ao enquadramento anterior a suspeita de fraude, situação em que o comercializador pode aceder aos dados mesmo sem autorização do cliente.

38 https://epr.ofgem.gov.uk/Content/Documents/Electricity%20Supply%20Standard%20Licence%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf

39 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/712151/2018_Q1_Smart_Meters_Report_.pdf

40 https://www.smartdcc.co.uk/about-dcc/

Os comercializadores, a pedido dos respetivos clientes, devem disponibilizar os dados relevantes de consumo, gratuitamente, para um histórico de até 24 meses[41].

Para clientes domésticos, a instalação de contador inteligente é uma opção do próprio cliente, isto é, não existe obrigação legal de aceitação dessa instalação. Caso o cliente opte pela instalação, o respetivo comercializador tem a obrigação de disponibilizar um monitor destacável (IHD) que permita visualizar[42]:

- A energia consumida (nas últimas horas, na última semana e no último mês) e o custo correspondente.
- Informação qualitativa sobre o consumo (se elevado, médio ou baixo).
- Em modo de pré-pagamento, o crédito que se encontra disponível.

Segundo a Ofgem[43], os contadores inteligentes permitem eliminar estimativas das faturas emitidas e facilitar o processo de mudança de comercializador.

Aquando da instalação do contador inteligente, o cliente deve ser informado acerca do seu potencial de utilização e aconselhado no âmbito da eficiência energética, não podendo ser cobrada qualquer quantia pela instalação ou pelo próprio contador, nem ser realizadas outras ações comerciais (vendas)[44].

INFORMAÇÃO DISPONIBILIZADA PELOS INTERVENIENTES

A E.On Energy[45], um comercializador com quota de mercado significativa no Reino Unido, sistematiza as principais vantagens dos contadores inteligentes da seguinte forma:

- Fim das leituras locais: as leituras são feitas remota e mensalmente.
- Fim de faturas baseadas em estimativas: as leituras são enviadas automaticamente para o comercializador, possibilitando faturas baseadas em leituras reais.
- Medição do consumo de eletricidade: é possível saber quanto se está a consumir e verificar o correspondente custo diário.

41 https://epr.ofgem.gov.uk/Content/Documents/Electricity%20Supply%20Standard%20Licence%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf

42 https://www.smartenergygb.org/en

43 https://www.ofgem.gov.uk/gas/retail-market/metering/transition-smart-meters

44 http://www.smicop.co.uk/SitePages/Home.aspx

45 https://www.eonenergy.com/for-your-home/smart-meters/why-should-i-get-a-smart-meter

7 PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES

Neste capítulo apresentam-se as propostas regulamentares para os serviços a prestar aos consumidores cuja instalação esteja integrada em redes inteligentes.

7.1 PLANO DE COMUNICAÇÃO DOS ORD BT RELATIVO À INTEGRAÇÃO DE INSTALAÇÕES EM REDES INTELIGENTES

A concretização efetiva de parte substancial dos potenciais benefícios associados às redes e aos contadores inteligentes só é possível com a disponibilização aos clientes de informação relativa às suas potencialidades.

Por outro lado, a substituição dos contadores existentes exige interação com cada cliente, nalguns casos requerendo mesmo a sua presença. Esta situação pode gerar conflitualidade caso não exista nenhuma comunicação prévia por parte do ORD BT dado que existe a necessidade de interrupção do fornecimento de energia elétrica para efetuar os trabalhos de substituição e, ao ser recolhido o equipamento de medição existente sem o conhecimento do cliente, este poderia ver-se impedido de verificar os dados de consumo registados no equipamento substituído. Entende-se deste modo que, caso o cliente assim o deseje, a substituição dos contadores deve ocorrer na sua presença, independentemente da localização do contador.

Quando a substituição do contador seja feita na presença do cliente deve o ORD BT proceder à retirada do DCP ou à sua regulação para a potência máxima.

No momento da substituição do contador, o cliente tem o direito de verificar o valor da leitura acumulada, de modo a poder validar a leitura feita pelo ORD BT. Para tal, deve ter conhecimento, com antecedência, da data prevista para a substituição.

A redação da proposta[46] de Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade no âmbito do designado *Clean Energy Package* aponta para a obrigação de prestação de informação adequada aos clientes finais aquando da instalação de contadores inteligentes[47].

[46] Disponível em http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0864R%2801%29

[47] Redação da alínea f) do Artigo 20.º: "*Quando da instalação de contadores inteligentes, os clientes finais devem receber informações e aconselhamento adequados, nomeadamente sobre as possibilidades oferecidas pelos equipamentos no que respeita à gestão de leituras e à monitorização de consumos de energia, bem como sobre a recolha e o tratamento de dados pessoais, em conformidade com a legislação da União aplicável no domínio da proteção de dados*".

Por estas razões entende-se necessário inscrever no quadro regulamentar a obrigatoriedade de existência de um plano de comunicação dos ORD BT aos clientes que inclua a realização:

- De comunicação prévia ao cliente, por escrito e com uma antecedência mínima de 15 dias, da hora e data previstas para a substituição do contador, da necessidade de agendamento de visita combinada caso o contador se encontre no interior da instalação, bem como da necessidade de interromper o fornecimento de energia elétrica para a realização dos trabalhos.

- Do agendamento de uma visita combinada para substituição do contador nas situações em que se verifique não ser possível respeitar a data inicialmente comunicada ao cliente ou em que se verifique que é necessária a presença do cliente (para acesso ao contador e/ou ao Dispositivo de Controlo de Potência (DCP)).

- De comunicação por escrito posterior à integração da instalação nas redes inteligentes, contendo informação detalhada sobre:

    - A forma de consultar os dados de consumo diretamente no novo contador.

    - O procedimento de rearme em caso de atuação do Interruptor de Controlo de Potência (ICP), nomeadamente no que diz respeito ao rearme automático e aos tempos de rearme previstos[48].

    - A divulgação das funcionalidades e serviços associados ao novo contador, nomeadamente, relativamente à possibilidade de realizar de forma remota a alteração da potência contratada ou de parâmetros tarifários, o restabelecimento e a assistência técnica, bem como à possibilidade de obtenção de informação detalhada sobre os consumos, incluindo os respetivos diagramas de carga.

    - Os meios disponíveis para consultar a informação registada no equipamento, seja localmente através do visor do contador ou da porta série[49], seja através de plataforma do ORD BT.

Adicionalmente, é dever dos ORD BT manter disponível e atualizada, para os clientes, a informação sobre os serviços e sobre a utilização dos novos contadores, nos termos descritos no ponto 8.5.

Finalmente, para além das obrigações de informação dos ORD BT aos clientes, propõe-se a obrigatoriedade de comunicação dos ORD BT ao comercializador que fornece a instalação de consumo acerca das datas de substituição e de entrada em telegestão dos novos equipamentos de medição. Esta

[48] Ver ponto 7.5.1 do documento.

[49] Ver ponto 7.1.5 do documento.

comunicação tem o propósito de manter o comercializador informado sobre o tipo de equipamentos de medição instalados e em telegestão, permitindo-lhe dessa forma esclarecer eventuais dúvidas dos seus clientes relativas ao processo de integração da instalação em redes inteligentes.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

1. Inscrever na regulamentação a obrigação do ORD BT seguir procedimentos de comunicação com os clientes das instalações que vão ser integradas em redes inteligentes, bem como manter atualizadas as informações sobre os serviços disponíveis nas redes inteligentes e sobre a utilização dos contadores inteligentes.

2. Inscrever a obrigatoriedade de comunicação por parte do ORD BT ao comercializador que fornece a instalação das datas de substituição dos equipamentos de medição e da data de integração da instalação nas redes inteligentes.

3. Inscrever a obrigatoriedade de, nos casos em que a substituição dos contadores seja feita na presença do cliente, retirada do DCP ou da sua regulação para a potência máxima por parte do ORD BT.

7.2 LEITURA DO CONTADOR

7.2.1 PERIODICIDADE

A atividade de medição de energia elétrica nas instalações de utilização tem um papel central no sistema elétrico uma vez que as medidas registadas pelos equipamentos de medição, depois de validadas pelos operadores das redes, são utilizadas para efeitos de liquidação e faturação de todos os agentes e, em particular, dos clientes finais, no âmbito da relação contratual que têm com os respetivos comercializadores.

Por outro lado, o acesso aos dados de consumo de energia elétrica pelos clientes finais é importante para incentivar a utilização racional da energia e a tomada de decisões eficientes. Este objetivo é fundamental nas opções de política energética.

O tipo de acesso aos equipamentos de medição (se local e remoto ou apenas local), a frequência de recolha dos registos dos equipamentos de medição ou a desagregação temporal desses registos são exemplos concretos de aspetos que dependem do enquadramento regulatório, bem como os relativos à mudança de comercializador, leituras extraordinárias e tratamento de anomalias.

A tabela seguinte apresenta a periodicidade de leitura dos equipamentos de medição, a forma de obtenção de leituras e o tipo de registo, por tipo de instalação, em Portugal continental:

Cliente	Periodicidade da leitura de ciclo	Obtenção de leitura	Registo
MAT, AT, MT e BTE	Diária	Remota	Quarti-horário
BTN sem acesso remoto	Trimestral	Local	Por período horário[50]
BTN com acesso remoto	Mensal[51]	Remota	Recolha de diagrama de carga[52]

Sumariamente, as características de obtenção de leituras permitem, para as instalações em MAT, AT, MT e BTE[53], que a faturação e o cálculo dos desvios das carteiras dos comercializadores se baseiem, quase exclusivamente, em valores reais de leituras, enquanto nas instalações em BTN[54] é necessário o recurso a estimativas e à aplicação de perfis de consumo para efeitos de faturação e do processo de cálculo dos desvios das carteiras de comercialização.

A eventual adoção de uma periodicidade de leitura diária para a totalidade das instalações em BTN com acesso remoto, à semelhança do que se verifica para as instalações em MAT, AT, MT e BTE, induz custos ao nível dos sistemas de acesso, recolha, armazenamento e tratamento de dados, potencialmente injustificáveis face aos benefícios limitados decorrentes dessa periodicidade.

Por outro lado, o RRC estabelece que, salvo acordo em contrário entre o comercializador e o cliente, a periodicidade de faturação é mensal e que o estabelecimento de uma periodicidade de faturação diferente da mensal só pode ocorrer desde que o cliente considere que o novo prazo lhe é mais favorável.

O atual período de um mês entre leituras para instalações em BTN com acesso remoto assegura que parte do período faturado seja sempre abrangido por uma leitura real[55] e que os acertos de faturação associados

[50] Entende-se por período horário o intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço estando considerados no Regulamento Tarifário os seguintes períodos horários de entrega de energia elétrica: horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio.

[51] O GMLDD SE estabelece uma periodicidade de leitura mensal não impedindo que se realizem leituras com uma maior frequência, de acordo com a evolução dos sistemas e critérios de racionalidade económica. Cabe referir que a proposta de Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho que estabelece as novas regras comuns para o mercado interno da eletricidade refere, no artigo 18.º, n.º 4, que "No caso dos clientes finais que disponham de contadores que permitem a leitura remota pelo operador, devem ser fornecidas informações precisas sobre a faturação, baseadas no consumo efetivo, no mínimo uma vez por mês", pelo que as atuais disposições do GMLDD SE já garantem a existência de condições para o cumprimento desta regra.

[52] Sem prejuízo da consideração da evolução da capacidade dos sistemas de recolha e de disponibilização de dados de consumo, dos custos envolvidos e do tempo de implementação necessário.

[53] No final de 2017, existiam em Portugal continental 60 602 contratos ativos para este universo de instalações (73 em MAT, 303 em AT, 24 477 em MT e 35 749 em BTE).

[54] No final de 2017, existiam em Portugal continental 6 126 378 contratos ativos para instalações em BTN.

[55] Admitindo que a faturação reflete sempre a última leitura obtida, na pior das hipóteses, a faturação inclui apenas 1 dia de consumos obtido com recurso a dados de consumo reais e, na melhor das hipóteses, quando os ciclos de

à correção de estimativas de consumo sejam incluídos na fatura seguinte. A situação descrita contribui, portanto, para a redução do recurso a estimativas e do volume de acertos de faturação associados.

Uma redução ou eventual eliminação do recurso a estimativas para efeitos de faturação dos comercializadores aos clientes finais pode ser obtida através da diminuição do período de tempo entre leituras ou do alinhamento dos ciclos de faturação dos comercializadores aos clientes com os ciclos de recolha das leituras por parte dos ORD BT[56].

Com o enquadramento anterior, a proposta da ERSE prevê a manutenção, para as instalações em BTN com acesso remoto, de um período máximo de um mês entre leituras, tal como disposto no GMLDD SE atualmente em vigor. Assim, se o comercializador optar por sincronizar os períodos de faturação com os períodos incluídos em cada ciclo de leitura, é possível eliminar por completo o recurso a estimativas, nos contratos com ciclos de faturação de duração igual ou superior a um mês.

Por outro lado, no que diz respeito às instalações em BTN sem acesso remoto há uma série de fatores, que se detalham de seguida, que justificam a redução do intervalo de tempo máximo entre leituras.

Em primeiro lugar existem vantagens na harmonização de procedimentos entre os setores da eletricidade e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito ao período para fecho de carteiras, relevante para comercializadores que operam nos dois setores, ou para os consumidores que tenham contratação dual que passam a ter uma utilização de estimativas idêntica na fatura do gás e da eletricidade. Verifica-se que, no setor do gás natural, o período máximo entre leituras estabelecido é de dois meses, inferior portanto ao período estabelecido para o setor da eletricidade, trimestral. As razões associadas a esta diferença estão relacionadas com as características de consumo de gás natural e com o número de instalações substancialmente inferior ao do setor elétrico. O facto de se prever, durante os próximos anos, uma diminuição significativa do número de instalações em BTN sem acesso remoto, contribuirá para que a dimensão desse universo se aproxime do existente no setor do gás natural.

Por outro lado, a diminuição da base de contadores sem acesso remoto permite a libertação de recursos atualmente dedicados à realização de leituras, ou seja, nestas circunstâncias, a redução do período de tempo máximo entre leituras não implica um aumento dos custos globais suportados pelo sistema elétrico. Tendo em conta o número atual de contadores inteligentes já instalados e o ritmo previsto de substituição de contadores convencionais nos próximos anos é razoável esperar que, no início do próximo período regulatório, em 2021, o universo de contadores convencionais esteja em torno dos 3 milhões, pelo que uma redução do período máximo entre leituras para 2 meses exigiria um número de leituras de ciclo de 18 milhões, em linha com o número atual (4,5 milhões de contadores convencionais lidos 4 vezes ao ano).

faturação coincidem com os ciclos de leitura, a faturação inclui apenas dados reais de consumo, não inscrevendo quaisquer estimativas.

[56] Questão a ser tratada com mais detalhe no ponto 7.3.

A redução do intervalo entre leituras nas instalações em BTN não integradas em redes inteligentes permite aproximar o nível de benefícios obtidos com essa redução com o obtido pelas instalações em BTN integradas em redes inteligentes.

Pelas razões apresentadas, propõe-se, para as instalações em BTN não acessíveis remotamente, a redução do intervalo entre leituras de 3 para 2 meses, a partir do início do próximo período regulatório. Associadas a esta alteração são também propostas mudanças relativamente aos prazos de disponibilização de dados das carteiras dos comercializadores e que são tratadas em detalhe no ponto 8.1.5.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

4. Estabelecimento de uma periodicidade mensal de leitura para as instalações em BTN integradas em rede inteligentes, em linha com o atualmente previsto no GMLDD SE.

5. A partir de 1 de janeiro de 2021, a periodicidade máxima da leitura de ciclo em instalações de BTN sem acesso remoto, referida no ponto 29.1.2 do GMLDD SE, passa a ser bimestral.

7.2.2 LEITURA NA MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A regulamentação atualmente em vigor prevê que, para efeitos de mudança de comercializador, sejam determinados os consumos associados ao comercializador cessante até à data em que se concretiza a mudança. No caso das instalações em BTN, a determinação desses consumos pode ser feita com recurso a estimativa, utilizando os métodos de estimativa previstos no GMLDD SE, ou com recurso a uma leitura extraordinária, que pode ser solicitada pelo novo comercializador ou pelo comercializador cessante, com o pagamento do preço regulado respetivo.

A utilização de uma leitura real é a opção mais desejável para determinação dos consumos associados a cada comercializador no processo de mudança de comercializador por ser a opção que garante a mais correta alocação dos consumos. No entanto, o recurso à leitura real presencial tem um custo significativo que pode não ser compensado pelo benefício que lhe está associado.

Num contexto de massificação do acesso remoto aos contadores no universo da BTN, o custo associado à realização de leituras reais é muito reduzido pelo que, face aos benefícios associados para todos os envolvidos, é desejável estabelecer a obrigatoriedade de realização de uma leitura real remota, na data de mudança de comercializador, sempre que tal seja possível.

Importa referir que a redação da proposta[57] de Diretiva que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade no âmbito do designado *Clean Energy Package* prevê, na alínea j) do n.º 2 do artigo 10.º, que os Estados-Membros devem garantir que os clientes *"Recebem um apuramento de contas final na sequência de uma mudança de comercializador de eletricidade, no máximo seis semanas após a mudança".*

Apesar de as leituras reais de ciclo em instalações integradas nas redes inteligentes permitirem obter a informação necessária para determinar os consumos associados ao comercializador cessante até à data de concretização de mudança, a celeridade com que essa informação é obtida pode não ser a ideal, pelo facto de ser necessário esperar pelo fecho do ciclo de leitura[58] ou pela possibilidade de não se poder realizar a leitura de ciclo remota ou de esta não permitir a recolha de todos os dados necessários. Neste último caso, e assumindo uma periodicidade de leitura mensal, a obtenção dos dados poderia ser superior a 2 meses.

Neste contexto, e no sentido de garantir que o cliente e o comercializador cessante podem, de uma forma célere, fazer o apuramento de contas final, entende-se que, para o universo das instalações em BTN integradas em redes inteligentes, deve instituir-se a obrigação de realização de uma leitura real remota no processo de mudança de comercializador.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

6. Obrigação de realização, por parte do ORD BT, de uma leitura real remota na data de mudança de comercializador, no caso de instalações em BTN integradas em redes inteligentes.

7.2.3 LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O enquadramento regulamentar define leitura extraordinária como a leitura real efetuada pelo ORD BT em instalações em BTN, quando, por facto imputável ao cliente, não tiver sido possível a recolha periódica das indicações do equipamento de medição, de acordo com o definido no RRC, ou quando esta for solicitada pelo comercializador no âmbito dos processos objeto do GMLDD SE ou dos Procedimentos de Mudança de Comercializador.

Apesar de, num contexto de acesso remoto aos equipamentos de medição, a necessidade de realização de leituras extraordinárias se reduzir significativamente, seja pelo facto de na mudança de comercializador

[57] Disponível em http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0864R%2801%29

[58] No caso de a mudança de comercializador se concretizar no dia 1 e de a leitura de ciclo se realizar a 30, seria necessário esperar 29 dias até à obtenção dos dados.

se passar a realizar uma leitura real remota[59] (não extraordinária), seja pelo facto de aumentarem as taxas de sucesso das leituras de ciclo[60], faz sentido manter a figura da leitura extraordinária.

De facto, continua a poder verificar-se a impossibilidade de recolha da informação do equipamento de medição de forma remota – por exemplo, por avaria do módulo de comunicações do contador –, que acabe por gerar a necessidade de realização de uma leitura extraordinária no local de consumo.

Nas situações relacionadas com alterações de tarifa, de opção tarifária ou de ciclo, o facto de passar a ser possível dispor de diagramas de carga com desagregação de informação por períodos de 15 minutos torna desnecessária a realização de leitura extraordinária para obter os consumos à data de alteração[61].

Assim, não se parece justificar prever a realização de leituras extraordinárias de forma remota dado que, num contexto de acesso remoto aos equipamentos de medição, a necessidade de realização da leitura extraordinária apenas ocorre em situações anómalas nas quais não é viável aceder remotamente aos equipamentos.

Face ao exposto, não se identifica a necessidade de promover alterações à atual regulamentação.

7.2.4 TRATAMENTO DE ANOMALIAS

O GMLDD SE estabelece regras relativas à correção de anomalias de medição e leitura. Para as instalações de consumo em MAT, AT, MT e BTE, dado que a periodicidade de leitura é diária, é possível detetar de imediato as falhas na recolha das leituras e proceder a nova tentativa de recolha no dia seguinte. De acordo com o GMLDD SE, deve ser assegurada a resolução da anomalia num prazo máximo de 30 dias e desejavelmente antes da faturação.

Relativamente às instalações de consumo em BTN integradas em redes inteligentes, dado que a periodicidade de leitura é mensal, deve ser estabelecido o procedimento a adotar nas situações em que se verifique uma falha na obtenção da leitura de forma remota.

Assim, entende-se que o procedimento mais adequado passa por realizar novas tentativas de obtenção remota das leituras nos dias subsequentes ao dia em que se verificou a falha de obtenção dos dados, de forma a tentar obter leituras que possam ser incluídas na faturação, propondo-se que essas tentativas ocorram nos três dias subsequentes à data da leitura de ciclo.

[59] Ver ponto 7.2.2 do documento.

[60] Note-se que a instalação de contadores acedidos remotamente nas situações em que os mesmos estão localizados dentro das habitações (e sem acesso pelo ORD BT), deverá reduzir significativamente as situações de falha de leitura.

[61] Ver ponto 8.1.1 do documento.

Quando se verifique que não seja possível a obtenção remota da leitura nos três dias subsequentes à data da leitura de ciclo, o ORD BT deve proceder à disponibilização de dados de consumo recorrendo a estimativas de acordo com as regras previstas no GMLDD SE.

Nos casos em que a leitura remota está associada à mudança de comercializador, aplica-se o procedimento anterior, sendo que, nos casos em que não seja possível a obtenção de leitura remota nos três dias subsequentes à mudança deve o ORD BT disponibilizar a estimativa de consumo à data de mudança para efeitos de faturação.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

7. Prever que, nas situações em que não seja possível, para instalações em BTN integradas em redes inteligentes, obter a leitura real remota na data prevista da leitura de ciclo ou na mudança de comercializador, deve o ORD BT tentar obter a leitura de forma remota nos três dias subsequentes devendo, quando não seja possível a obtenção de leitura de forma remota, proceder à disponibilização de dados de consumo de acordo com as regras previstas no GMLDD SE.

8. Nas situações de mudança de comercializador, quando não seja possível a obtenção da leitura real remota nos três dias subsequentes à data de mudança, o ORD BT deve disponibilizar a estimativa de consumo à data de mudança para efeitos de faturação.

7.2.5 FREQUÊNCIA DE LEITURA DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Segundo o RQS, os ORD BT devem avaliar os seus desempenhos em relação à frequência da leitura de equipamentos de medição através do seguinte indicador e respetivo nível mínimo anual (padrão) a respeitar:

$$\frac{\text{N.º de leituras com intervalo face à leitura anterior} \leq 96 \text{ dias}}{\text{N.º total de leituras}} \geq 92\%$$

Este indicador aplica-se apenas aos equipamentos de medição em BTN, independentemente da sua acessibilidade, e considera quer as leituras efetuadas diretamente pelo ORD BT quer as leituras comunicadas ao ORD BT pelos clientes ou pelos comercializadores.

Nos termos propostos no ponto 7.2.1, a periodicidade de leitura aplicável aos contadores integrados nas redes inteligentes é mensal, pelo que se propõe que este indicador passe a incorporar explicitamente apenas as leituras obtidas localmente pelo ORD BT e as leituras comunicadas ao ORD BT pelos clientes ou pelos comercializadores, com vista a continuar a monitorizar as periodicidades as leituras obtidas de forma local.

Para as leituras realizadas remotamente, no âmbito das redes inteligentes, propõe-se a monitorização do desempenho dos ORD BT através do seguinte indicador:

$$\frac{\text{N.º de leituras remotas com intervalo face à leitura anterior} \leq 32 \text{ dias}}{\text{N.º total de leituras remotas}}$$

Após a monitorização de um período razoavelmente longo e de um número alargado de contadores, deverá definir-se um valor padrão que estabeleça o nível mínimo de desempenho a cumprir pelos ORD BT nesta matéria.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

9. A explicitação de que o indicador atual da frequência de leituras considere apenas as leituras obtidas localmente pelo ORD BT e as leituras comunicadas ao ORD BT pelos clientes ou pelos comercializadores

10. A definição do indicador seguinte para a frequência de leituras realizadas remotamente:

$$\frac{\text{N.º de leituras remotas com intervalo face à leitura anterior} \leq 32 \text{ dias}}{\text{N.º total de leituras remotas}}$$

7.3 PERÍODO DE FATURAÇÃO

Um dos benefícios associados à instalação de redes e contadores inteligentes é a possibilidade de diminuir a necessidade de recurso a estimativas na faturação dos comercializadores aos clientes finais. Tomando em consideração que o tema das estimativas de consumo é significativo nas reclamações relativas ao relacionamento comercial do cliente com o seu comercializador, depreende-se que a redução do recurso a estimativas para efeitos de faturação contribuirá para a redução da conflitualidade nos relacionamentos comerciais do setor.

Como referido no ponto 7.2, uma periodicidade de leitura mensal garante que, em contratos com ciclo de faturação mensal, uma parte do período faturado seja sempre abrangida por uma leitura real, o que contribui para a que a faturação ao cliente seja mais precisa e aderente ao consumo real reduzindo o recurso a estimativas e a acertos de faturação associados.

No entanto, se existir um desfasamento entre período de faturação e período de leitura, mantem-se a necessidade de recorrer à estimativa para proceder à emissão de faturação nesse período, motivando acertos de faturação posteriores. Tome-se, por exemplo, um comercializador que tem acordado com o seu cliente uma faturação mensal que é feita até ao dia 15 de cada mês, sendo que a leitura de ciclo dessa instalação integrada em rede inteligente que ocorre no dia 3 de cada mês. O não alinhamento de período

de faturação e de ciclo de leitura obrigaria à estimativa dos consumos entre o dia 3 e o dia 15, o que provocaria necessariamente um acerto na faturação subsequente.

Assim, no sentido de eliminar o recurso a estimativas para efeitos de faturação é necessário fazer coincidir os períodos de faturação com os períodos do ciclo de leitura. Nessa circunstância, passarão a existir leituras de ciclo reais com as quais realizar a faturação ou, nas situações em que não foi possível ao ORD BT obter a leitura real de ciclo de forma remota, estimativas de consumo a disponibilizar pelo ORD BT. Uma vez que o ciclo de leitura e de faturação são síncronos, a necessidade recurso a estimativas elaboradas pelo comercializador fica limitada ao período abrangido pelo ciclo de leitura nos poucos casos em que o ORD BT não disponibilizou quaisquer dados de consumo.

Dado que o benefício associado à eliminação do recurso a estimativas parece ser significativo entende-se que os clientes de instalações integradas em redes inteligentes devem ter o direito a que os ciclos de faturação e de leitura sejam coincidentes. Dado que este alinhamento entre períodos de faturação e de leitura traz um benefício generalizado para a maioria dos clientes entende-se que este ele ser aplicado de forma automática pelos comercializadores aos seus clientes a não ser que o cliente manifeste a sua oposição.

A sincronização entre ciclo de leitura e ciclo de faturação não coloca em causa o princípio de que comercializador e cliente acordam entre si a periodicidade de faturação que lhes seja mais conveniente. Por exemplo, no caso de comercializador e cliente acordarem uma periodicidade de faturação trimestral, a aplicação do alinhamento entre ciclos de leitura e de faturação conduziria a que, de três em três meses, o comercializador emitisse uma fatura correspondente aos três últimos ciclos de leitura.

Da mesma forma, cabe sublinhar que a sincronização de ciclos de leitura e de faturação não prejudica a realização de eventuais acertos de faturação que se revelem necessários no âmbito do RRC nem a aplicação das correspondentes disposições de proteção ao cliente relativas a acertos de faturação, nomeadamente em situações em que a faturação inicial de um ciclo de leitura se fez com recurso a uma estimativa do ORD BT.

No âmbito da implementação destas propostas a ERSE propõe que seja obrigação do comercializador comunicar previamente aos seus clientes, face à integração das suas instalações em redes inteligentes, a aplicação de uma alteração do período de faturação tendo em vista fazer coincidir os ciclos de faturação com os ciclos de leitura da instalação. Nessa comunicação o comercializador deve informar que a referida alteração se aplica por defeito a não ser que, por acordo expresso, cliente e comercializador acordem algo distinto. O comercializador deve ainda informar o cliente que a alteração do período de faturação originará a necessidade de emissão de uma fatura fora da periodicidade estabelecida englobando um período de faturação distinto do habitual.

Para que seja possível sincronizar ciclos de faturação e de leitura é necessário que a informação sobre as datas dos ciclos de leitura seja incluída no registo de instalações integradas em redes inteligentes e que esta seja acessível aos comercializadores no que diz respeito aos clientes das respetivas carteiras.

Foi analisada a possibilidade de aplicar às instalações em BTN integradas em redes inteligentes, um regime semelhante ao que se verifica para as instalações em MAT, AT, MT e BTE, no qual, para efeitos de faturação, apenas são considerados os valores obtidos por leitura. Esta alternativa não se afigurava razoável pelo facto de poder gerar impactes significativos na faturação – efetivamente, a existência de um ciclo de leitura mensal levaria a que a falha na obtenção de uma leitura de ciclo conduzisse à acumulação de dois meses de faturação[62].

Face ao exposto, a ERSE propõe:

11. O cliente tem o direito a que os períodos de faturação incluído na sua fatura sejam coincidentes com os períodos de cada ciclo de leitura.

12. Nos casos em que cliente e comercializador tenham acordado uma periodicidade de faturação distinta da mensal, cada fatura deve incluir os últimos ciclos de leitura com dados disponíveis de faturação.

13. Os comercializadores devem proceder à sincronização dos ciclos de leitura e faturação de todos os seus clientes com instalações integradas em redes inteligentes, exceto nos casos em que o cliente expresse oposição a essa sincronização.

14. Com o objetivo de sincronizar ciclos de leitura e ciclos de faturação o comercializador pode emitir uma fatura fora da periodicidade estabelecida.

15. O comercializador deve informar o cliente, previamente à integração da sua instalação nas redes inteligentes:

    a. Sobre a alteração do período de faturação para que este passe a coincidir com o ciclo de leitura.

    b. Sobre a necessidade de emitir uma fatura com um período de faturação distinto do habitual para assegurar a sincronização entre período faturação e ciclo de leitura.

    c. Sobre a possibilidade de o cliente e o comercializador poderem acordar o estabelecimento de um período de faturação distinto do período de leitura.

[62] Esta situação não se verifica nas instalações em MAT, AT, MT e BTE dado que, existindo uma periodicidade de leitura diária, o impacto da falha de recolha de uma leitura tem um impacto limitado na faturação.

16. A sincronização entre ciclos de leitura e ciclos de faturação tem por consequência que os valores de consumos incluídos nas faturas se baseiam exclusivamente nos dados de consumo disponibilizados pelo ORD, nos termos do RRC e do GMLDD.

17. Quando os ORD BT não tenham disponibilizado dados de consumo podem os comercializadores realizar estimativas de consumo para efeitos de faturação aos seus clientes relativa ao período incluído no ciclo de leitura, utilizando as metodologias de estimativa escolhidas pelos clientes em cada contrato de fornecimento.

18. Incluir, no registo das instalações integradas em redes inteligentes, informação relativa aos ciclos de leitura.

7.4 ALTERAÇÕES CONTRATUAIS

7.4.1 POTÊNCIA CONTRATADA

Uma das vantagens associadas às redes inteligentes é a possibilidade de se poder atuar remotamente e a baixo custo sobre os parâmetros do contador inteligente. Um desses parâmetros é a potência contratada. O atual GMLDD SE já prevê a possibilidade dos ORD, opcionalmente, assegurarem essa alteração de forma remota[63].

A ERSE entende que a alteração da potência contratada de forma remota deve passar a ser um serviço obrigatório, para as instalações de consumo integradas em redes inteligentes.

Há que referir que o GMLDD SE prevê, por um lado, a existência de dispositivos de controlo de potência (DCP) nas instalações em BTN[64] e, por outro, a possibilidade da limitação da potência tomada poder ser assegurada, em alternativa ao DCP, por dispositivo integrado no próprio equipamento de medição. Nas situações em que não tenha sido possível no momento da substituição dos equipamentos de medição retirar o DCP ou regulá-lo para a potência máxima, pode verificar-se a impossibilidade de aumentar a potência contratada de forma remota. Nessas situações o cliente deve ser informado da necessidade da uma visita combinada para proceder à concretização do pedido devendo o ORD, na sequência dessa visita, nos casos em que o DCP não cumpra função de proteção diferencial contra contactos indiretos, proceder à sua retirada ou, em alternativa, regulá-lo para a potência máxima recorrendo, caso necessário, ao agendamento de visita combinada com o cliente.

[63] Ponto 78 do GMLDD SE.

[64] Ponto 14.2.1 do GMLDD SE.

Entendeu-se que era adequada a alternativa de impor a obrigação aos ORD de, no momento da substituição dos contadores, retirar ou regular para a potência máxima o DCP, evitando dessa forma quaisquer restrições futuras à alteração da potência contratada de forma remota. De facto, uma regra dessa natureza obrigaria, na maioria dos casos, à presença obrigatória do cliente, o que tornaria o processo de substituição dos contadores mais moroso, difícil e caro.

Em qualquer caso, importa salvaguardar que, sempre que o ORD BT considere, de forma fundamentada, que a função de controlo de potência do contador inteligente não garante absolutamente a segurança dos clientes, pode inativar essa função. Nesta circunstância, o ORD BT deve publicar a informação de que o serviço está indisponível, indicando as razões invocadas.

O atual enquadramento regulamentar estabelece que os clientes em BTN são livres de solicitar, a todo o tempo, a alteração do escalão de potência contratada, até ao limite da potência requisitada, sem que exista qualquer tipo de encargo cobrado aos clientes associado à concretização desse pedido, desde que não sejam necessárias intervenções na rede a montante. Na circunstância de alteração remota da potência contratada, a inexistência de encargos associados pode promover alterações dos padrões de comportamento dos clientes no sentido de solicitarem ao longo do ano múltiplas alterações, em particular para as instalações que apresentem um consumo muito variável, ou sazonal, ao longo do ano, o que traria custos para o sistema.

Entende-se que, na atual fase de desenvolvimento das redes inteligentes, se deve monitorizar e avaliar as eventuais alterações de comportamentos associados à alteração de potência contratada para, no futuro, poder ponderar a adoção de medidas que limitem o custo incorrido pelo sistema e que poderiam passar, por exemplo, pelo estabelecimento de um preço regulado a aplicar a partir de um determinado número alterações da potência contratada solicitadas pelo mesmo cliente num período de tempo inferior a 1 ano, ou pela obrigatoriedade de manutenção da nova potência contratada por um período mínimo de tempo, à semelhança do que já se verifica em relação às opções tarifárias.

Nos casos em que o ORD BT não consiga proceder de forma remota à alteração da potência contratada, num intervalo de tempo máximo de 24 horas a contar da hora e data acordada com o cliente, deve contactar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, e informá-lo da necessidade de agendar uma visita combinada para proceder a essa alteração.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

19. A obrigatoriedade da alteração de forma remota, por parte do ORD BT, da potência contratada das instalações em BTN integradas em redes inteligentes.

20. Obrigar à retirada ou regulação para a potência máxima do DCP em todas as instalações em BTN integradas em redes inteligentes quando se verifique que a regulação do DCP impede um pedido de alteração da potência contratada ou quando a substituição do

contador se realize na presença do cliente desde que salvaguardada a segurança de pessoas e bens.

21. Que, quando o ORD BT não consiga proceder de forma remota à alteração da potência contratada, num intervalo de tempo máximo de 24 horas a contar da hora e data acordada com o cliente, deve informar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, da necessidade de agendar uma visita combinada para proceder a essa alteração.

7.4.2 TRATAMENTO TARIFÁRIO

A alteração de forma remota dos parâmetros tarifários associados a cada contrato é uma das funcionalidades previstas[65] no Anexo I da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho. O GMLDD SE atualmente em vigor estabelece[66] que 1) a parametrização do tratamento tarifário pode ser feita local ou remotamente, sendo obrigatoriamente remota sempre que a tecnologia o permita e 2) é admissível alterar remotamente a tabela de feriados, mudança de hora, ciclo tarifário, sincronização manual, palavra-passe de acesso remoto, data de fecho da faturação e atualização de *firmware*.

Assim, não parece necessário prever especificamente a introdução deste serviço na regulamentação que se pretende agora adotar.

Nos casos em que o ORD BT não consiga proceder de forma remota à alteração dos parâmetros tarifários, num intervalo de tempo máximo de 24 horas a contar da hora e data acordada com o cliente, deve contactar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, e informá-lo da possibilidade de agendar uma visita combinada para proceder a essa alteração.

O serviço de alteração da parametrização tarifária, independentemente da sua prestação ser local ou remota, não tem associado qualquer preço. Note-se que, contrariamente ao que se verifica para a potência contratada (que pode ser alterada a pedido do cliente a todo o tempo e sem limite do número de pedidos), a opção tarifária, para o mesmo enquadramento contratual, não pode ser alterada durante o período de um ano, salvo acordo em contrário entre as partes[67]. Entende-se assim que o risco de utilização abusiva do serviço de alteração remota da parametrização tarifária é reduzido, pelo que não se propõe qualquer alteração às regras em vigor.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

[65] Alínea d) do n.º 1 do Anexo I: " *Capacidade para suportar a aplicação de sistemas tarifários avançados (alteração remota das parametrizações tarifárias)*".

[66] Ponto 14.3 do GMLDD SE

[67] Artigo 124.º do RRC.

22. Que, nos casos em que o ORD BT não consiga proceder de forma remota à alteração dos parâmetros tarifários, num intervalo de tempo máximo de 24 horas a contar da hora e data acordada com o cliente, deve informar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, da possibilidade de agendar uma visita combinada para proceder a essa alteração.

7.5 CONTROLO DA POTÊNCIA CONTRATADA

7.5.1 RELIGAÇÃO AUTOMÁTICA APÓS INTERRUPÇÃO POR EXCESSO DE POTÊNCIA

As redes inteligentes permitem a configuração da função de religação automática do Interruptor de Controlo de Potência (ICP) após atuação do mesmo por excesso de potência, decorrido um dado período de tempo – trata-se de replicar para as instalações finais um princípio há muito utilizado na parametrização das proteções de rede, o da tentativa de religação automática, que minimiza tempos de interrupção, em particular, na presença de defeitos não permanentes.

Do mesmo modo, nas instalações integradas em redes inteligentes, a parametrização de tentativa de religação automática após interrupção por excesso de potência pode evitar, nos casos em que o cliente se encontra presente na instalação, interação com o contador (por vezes localizado fora da habitação) e, nos casos de ausência do cliente da instalação, pode minimizar o tempo de interrupção, na medida em que alguns equipamentos elétricos não religam automaticamente após interrupção, viabilizando a religação automática do ICP.

Considerados os potenciais benefícios associados a esta função, e salvaguardadas eventuais questões de segurança das instalações, propõe-se que os ORD BT possam configurar a religação automática, definindo e publicando o funcionamento da operação e a respetiva parametrização.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

23. Que os ORD BT possam configurar a religação automática do ICP após atuação por excesso de potência, definindo e publicando o funcionamento da operação e a respetiva parametrização.

7.5.2 ALTERAÇÃO TEMPORÁRIA DA POTÊNCIA CONTRATADA

Como referido anteriormente, as redes inteligentes possibilitam a alteração remota da potência contratada. No ponto 7.4.1, foi discutida essa alteração tendo por base uma solicitação do cliente. Neste ponto discute-

se a alteração remota da potência contratada por iniciativa do ORD BT e/ou do comercializador, em dois âmbitos distintos: 1) interrupção por facto imputável a cliente e 2) operação da rede.

INTERRUPÇÃO POR FACTO IMPUTÁVEL A CLIENTE

O RRC estabelece as regras aplicáveis às interrupções por facto imputável ao cliente. Para as situações mais graves, em concreto, as que colocam em causa a segurança de pessoas e bens e as situações de procedimento fraudulento, há lugar à interrupção imediata do fornecimento. Para as restantes situações, a interrupção do fornecimento só pode concretizar-se após pré-aviso, por escrito, com uma antecedência mínima que, para a maioria das situações tipificadas, é de 20 dias.

Tratando-se o fornecimento de energia elétrica de um serviço público essencial, a sua interrupção constitui medida gravosa, cujo recurso, ainda que previsto na legislação e na regulamentação, deve ser parcimonioso. Com efeito, salvaguardadas as situações mais graves anteriormente referidas, nos restantes casos parece ser adequado, tirando partido das funcionalidades das redes inteligentes, ponderar a possibilidade de acrescentar ao prazo de pré-aviso estabelecido um período de tempo em que o fornecimento de energia elétrica se mantém, mas a potência contratada é reduzida para um valor que permita alimentar apenas alguns consumos básicos (frigorífico, iluminação), dessa forma adiando ou mesmo evitando (se entretanto a situação for regularizada) a interrupção do fornecimento.

Assim, propõe-se que, nos termos previstos no RRC, nas situações de interrupção por facto imputável ao cliente que tenham associada a figura do pré-aviso, se preveja, findo o prazo estabelecido nesse pré-aviso, a concessão de um período de tempo adicional de 10 dias, com redução da potência contratada para 1,15 kVA, antes de se efetivar a interrupção de fornecimento, caso a situação não seja, entretanto, regularizada.

Nos casos em que a interrupção seja solicitada pelo respetivo comercializador, propõe-se que a decisão de concessão ou não deste período de tempo adicional caiba ao próprio comercializador, na comunicação que remeta ao ORD BT. Adicionalmente, e uma vez que a operação de alteração remota da potência contratada tem um custo associado e que, no contexto da interrupção por facto imputável ao cliente, se trata de um serviço que beneficia exclusivamente o consumidor em causa, entende-se que a concessão do período de tempo adicional até à interrupção de fornecimento deve obter concordância explícita do consumidor que, nessa circunstância, suporta sempre os encargos da redução de potência e do posterior aumento para o nível previamente contratado, nos termos previstos no ponto 7.12[68]. Faz-se notar que a redução temporária da potência contratada, prévia à interrupção de fornecimento por facto imputável ao

[68] No ponto 7.12 é proposto o estabelecimento de um preço regulado para a alteração remota da potência contratada no contexto de interrupção por facto imputável ao cliente.

cliente, não deve suspender a faturação da potência contratada nos termos em que se verificava antes da redução.

OPERAÇÃO DA REDE

A redução temporária da potência contratada pode ter utilidade em situações de interrupção programada ou de contingência, quer na ótica da gestão da rede, quer na ótica do consumidor que, naturalmente, prefere uma redução parcial de potência a uma interrupção de fornecimento. Também no que respeita às estratégias de reposição de rede dos ORD BT, em caso de interrupção acidental, o enquadramento do controlo da potência contratada numa lógica de fornecimento de potência mínima ao maior número de clientes possível, encerra um potencial que, do ponto de vista da ERSE, importa explorar.

Faz-se notar que o controlo remoto da potência disponível nas instalações dos clientes finais se pode, ainda que com ajustes de contexto, inscrever no conceito mais amplo da prestação de serviços de flexibilidade aos operadores das redes de distribuição. A este propósito, sugere-se a consulta da posição do Conselho de Reguladores Europeus de Energia, expressa no documento "*Flexibility Use at Distribution Level. A CEER Conclusions Paper*"[69], de julho de 2018, que, entre outras recomendações dirigidas aos reguladores, defende que o enquadramento regulatório não deve dificultar ou desincentivar os ORD BT de facilitarem o desenvolvimento de flexibilidade[70].

Decorre, contudo, do caráter inovador do recurso a ferramentas de controlo remoto da potência contratada para os efeitos anteriormente mencionados, a existência de múltiplos aspetos que devem ser discutidos, testados e analisados, antes de se proceder, sendo o caso, a uma implementação massiva dessas ferramentas. Com efeito, dimensões como o envolvimento do consumidor, a tipificação das situações passíveis de motivar o recurso ao controlo de potência (em particular se essa atuação for no sentido de a reduzir) ou a salvaguarda de princípios gerais aplicáveis aos ORD BT como a transparência na tomada de decisão ou a não discriminação, colocam questões várias para as quais, neste estágio de desenvolvimento, não parecem existir respostas suficientemente consistentes.

Assim, ponderada, por um lado, a utilidade potencial do recurso ao controlo remoto da potência contratada e, por outro lado, a sua natureza vanguardista, parece adequado, nesta fase, enquadrar o seu desenvolvimento no âmbito de projetos-piloto, da iniciativa dos ORD BT.

Deste modo, propõe-se habilitar na regulamentação a realização de projetos-piloto, pelos ORD BT, no âmbito do controlo remoto da potência contratada enquanto instrumento de apoio à gestão e operação das redes de distribuição.

[69] Disponível em www.ceer.eu

[70] Entendendo-se por flexibilidade a capacidade de resposta do sistema elétrico a alterações que possam afetar o balanço entre produção e consumo, a todo o instante.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

24. Que, nas situações de interrupção por facto imputável ao cliente que tenham associada a figura do pré-aviso, se preveja, findo o prazo estabelecido nesse pré-aviso, a concessão, sujeita a concordância explícita do consumidor, de um período de tempo adicional de 10 dias, com redução da potência contratada para 1,15 kVA.

25. Que, nos casos em que a interrupção seja solicitada pelo respetivo comercializador, a decisão de concessão do período de tempo adicional caiba ao próprio comercializador, na comunicação que remeta ao ORD BT.

26. Que seja habilitada, em termos regulamentares, a realização de projetos-piloto, a desenvolver pelos ORD BT, no âmbito do controlo remoto da potência contratada enquanto instrumento de apoio à gestão e operação das redes de distribuição.

7.5.3 CONTROLO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM INSTALAÇÕES TRIFÁSICAS

Nas instalações de consumo em BTN não integradas em redes inteligentes, o controlo da potência contratada é realizado por um equipamento autónomo do contador, designado por Dispositivo de Controlo de Potência (DCP). No caso em que a alimentação da instalação é trifásica, este equipamento limita a corrente por fase. Por exemplo, no caso de uma potência contratada de 6,9 kVA, que corresponde a uma intensidade de corrente máxima de 30 A, o DCP limita a corrente máxima em cada fase a 10 A. Esta circunstância determina que o cliente só tenha disponível a totalidade da potência contratada se existir um equilíbrio perfeito das cargas e nenhuma delas requeira mais de 10 A.

Pelas razões apontadas anteriormente, o RRC[71], desde 1997[72], prevê a concessão de uma margem de 5 A por fase, nos casos em que a adoção de uma solução de alimentação trifásica para a instalação de consumo em BTN resulta de razões técnicas identificadas pelo ORD BT, e não de uma decisão do consumidor.

No contexto atual, de integração em redes inteligentes, o controlo de potência é assegurado pela parametrização de uma função digital implementada no próprio contador. Os contributos que os diversos ORD BT apresentaram à ERSE na consulta prévia permitiram identificar que essa parametrização está a ser implementada de forma distinta pelos ORD BT. Assim, nalguns casos, a parametrização é feita de modo a replicar o controlo tradicional da corrente por fase, tal como assegurado pelos DCP e, noutros casos, a parametrização é realizada de modo a controlar não a corrente por fase, mas a potência total.

[71] Artigo 267.º do RRC em vigor.

[72] Esta regra é anterior à regulamentação por parte da ERSE.

Importa, assim, harmonizar o procedimento que os ORD BT devem adotar, desde logo no sentido de garantir igualdade de tratamento aos consumidores, independentemente da rede à qual a sua instalação se encontra ligada.

A proposta da ERSE é a de, para as instalações integradas em redes inteligentes, e salvaguardada a dimensão da segurança das instalações elétricas, o controlo da potência contratada em instalações trifásicas ter lugar com base na potência total instantânea tomada pela instalação, de modo a disponibilizar ao consumidor máxima flexibilidade na utilização da potência contratada. Neste contexto, deixa de se justificar a concessão da margem regulamentarmente prevista referida anteriormente.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

27. Que o controlo da potência contratada em instalações trifásicas integradas em redes inteligentes se faça com base na potência total instantânea tomada pela instalação.

28. A eliminação da margem adicional da corrente por fase prevista regulamentarmente.

7.6 SERVIÇOS REALIZADOS REMOTAMENTE NAS INSTALAÇÕES DOS CLIENTES

O principal efeito da implementação de redes inteligentes nos serviços prestados nas instalações dos clientes consiste na possibilidade de realizar determinados serviços de forma remota. Por outro lado, importa que os serviços remotos tenham prazos para a sua realização, para garantir a manutenção dos direitos dos consumidores e o cumprimento de níveis mínimos de desempenho por parte dos ORD BT.

Nos pontos seguintes detalham-se as propostas relativas aos diversos serviços prestados nas instalações dos clientes, tal como previstos no RQS e no RRC, que se veem impactados pelas redes inteligentes.

7.6.1 ATIVAÇÃO E DESATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO

O RQS define que os ORD devem garantir disponibilidade de agenda que permita a marcação de visita combinada para a realização dos serviços de ativação e desativação do fornecimento para um dos três dias úteis seguintes ao momento do agendamento pelo comercializador. Esta obrigação aplica-se apenas a ativações e desativações:

- Em Baixa Tensão.
- Que envolvam apenas ações simples[73] e que necessitem da presença do cliente.

[73] Conforme alínea b) do n.º 2 do artigo 3.º do RQS: "Ações simples – Ações de baixo nível de complexidade técnica e de recursos, designadamente a religação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna, no setor elétrico (…)".

- Para as quais o cliente não indicou uma data específica da sua preferência.

O RQS não define obrigações relativamente à execução propriamente dita das ativações e das desativações do fornecimento.

As funcionalidades das redes inteligentes permitem diminuir a necessidade de deslocação ao local de consumo para realizar a ativação ou a desativação do fornecimento em determinadas circunstâncias, tais como a realização de ações simples. A especificação destas circunstâncias deve ter em conta informação a prestar pelos ORD.

Desta forma, a ERSE propõe que, nas situações em que deixe de ser necessária a deslocação do ORD BT ao local, este deva realizar a ativação ou a desativação do fornecimento de forma remota:

1. No prazo máximo de 24 horas a contar do momento em que recebe a solicitação do comercializador, caso o cliente não indique uma data e hora da sua preferência.
2. Num intervalo de tempo máximo de 24 horas a contar da hora e data acordada com o cliente, nos restantes casos.

De futuro, com mais dados relativos a estas situações, estes limites poderão ser revistos.

Os prazos acima previstos aplicam-se, como foi referido, à atuação remota e procuram conciliar a celeridade possível de aplicar pelos ORD BT e a pretendida pelos clientes. Esta última pode ter uma latitude muito variável pelo que se afigura pertinente enquadrar especificamente as situações em que a ativação é mais urgente, de outras em que o prazo é menos relevante. Assim, a ERSE propõe, adicionalmente, que nas situações em que não seja necessária a deslocação do ORD BT ao local, e em que o cliente solicite a ativação ou a desativação com urgência, o ORD deva realizar a ativação ou a desativação do fornecimento de forma remota no prazo máximo de 1 hora a contar do momento em que recebe a solicitação do comercializador.

Caso a operação remota não seja realizada nos prazos previstos, o ORD BT deve contactar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, e informá-lo de que pode marcar uma visita combinada para a realização da ativação ou desativação ou de que pode optar por nova tentativa remota.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

29. Que, nas situações em que não seja necessária a deslocação do ORD BT ao local, este deva realizar a ativação ou a desativação do fornecimento de forma remota:
    a. No prazo máximo de 24 horas a contar do momento em que recebe a solicitação do comercializador, caso o cliente não indique uma data e hora da sua preferência.

b. Num intervalo de tempo máximo de 24 horas a contar da hora e data acordada com o cliente, nos restantes casos.

c. No prazo máximo de 1 hora a contar do momento em que recebe a solicitação do comercializador, caso o cliente indique urgência na sua realização.

30. Que, caso a operação remota não seja realizada nos prazos previstos, o ORD BT deve contactar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, e informá-lo de que pode marcar uma visita combinada para a realização da ativação ou desativação ou de que pode optar por nova tentativa remota.

7.6.2 ASSISTÊNCIA TÉCNICA

Nos termos previstos no RQS, a assistência técnica após comunicação de avaria, abreviadamente denominada "assistência técnica", é a deslocação do ORD à instalação de um cliente na sequência de uma comunicação de avaria respeitante à rede da responsabilidade do ORD. Atualmente, sempre que o ORD BT considere necessária a deslocação ao local, deve fazê-lo em 2 horas, para cliente prioritários, e em 4 horas para os restantes clientes.

A identificação de avarias na rede em BTN, possibilitada pelas redes inteligentes, pode permitir ao ORD evitar deslocações para assistência técnica a instalações de clientes nas situações em que já seja conhecida a causa da falta de fornecimento de energia elétrica, reduzindo assim os custos para o sistema.

Nessas situações, o ORD BT deve informar o cliente sobre as razões para a avaria reportada e, nos casos em que a avaria seja na sua rede, adiantar uma estimativa para a reposição do fornecimento.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

31. Que, nas situações de assistência técnica em que não seja necessária a deslocação ao local e já seja conhecida a causa da falta de fornecimento, o ORD BT deva informar o cliente sobre as razões para a avaria reportada e, nos casos em que a avaria seja na sua rede, adiantar uma estimativa para a reposição do fornecimento.

7.6.3 INTERRUPÇÃO DO FORNECIMENTO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

O fornecimento de energia elétrica pode ser interrompido pelo operador de rede por facto imputável ao cliente em diversas situações, as quais estão previstas no RRC[74]. Os preços dos serviços de interrupção

[74] Artigo 75.º; ver também ponto 7.5.2 do documento.

(e de restabelecimento) são publicados anualmente pela ERSE e já preveem, desde 2017, preços específicos para a realização remota, quer da interrupção de fornecimento quer do restabelecimento.

Face ao exposto, a ERSE não vê necessidade de propor qualquer alteração à regulamentação em vigor.

7.6.4 RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPÇÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

O restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente pode ser realizado remotamente, quando as condições técnicas o permitam, ou através da deslocação do ORD à instalação do cliente cujo fornecimento foi interrompido.

Caso seja necessária a deslocação do ORD, este deve garantir que a chegada à instalação do cliente ocorre nos seguintes prazos máximos:

- 12 horas para clientes em BTN.
- 8 horas para os restantes clientes.
- 4 horas caso o cliente solicite expressamente o restabelecimento urgente e pague o preço adicional.

Não estão definidos prazos específicos para o restabelecimento remoto, no caso de instalações integradas em redes inteligentes, pelo que se propõe a obrigação de o ORD BT realizar estes restabelecimentos nos seguintes prazos máximos após solicitação dos comercializadores:

- 1 hora para restabelecimentos urgentes.
- 4 horas para os restantes restabelecimentos.

Propõe-se ainda que, caso o ORD BT não consiga realizar o restabelecimento remoto, sejam aplicáveis os prazos e procedimentos previstos no RQS, contados do momento de solicitação dos comercializadores.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

32. A definição dos seguintes prazos máximos, após solicitação do comercializador, para o ORD BT realizar o restabelecimento remoto do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente:
    a. 1 hora para restabelecimentos urgentes.
    b. 4 horas para os restantes restabelecimentos.

33. Que, caso o ORD BT não consiga realizar o restabelecimento remoto, sejam aplicáveis os prazos e procedimentos previstos no RQS, contados do momento de solicitação dos comercializadores.

7.6.5 VISITA COMBINADA

De acordo com o estabelecido no RQS, visita combinada é a deslocação do ORD a uma instalação de utilização em que é necessária a presença do cliente, ou do requisitante de ligação à rede, e em que é acordado um intervalo de tempo para o seu início. Excluem-se as assistências técnicas, as leituras de ciclo e as leituras fora de ciclo que não sejam leituras extraordinárias.

O cliente, ou o requisitante de ligação à rede, tem direito a agendar visitas combinadas com o seu comercializador e/ou com o ORD, consoante a matéria específica[75], em que o início da visita ocorra num intervalo de tempo com uma duração que não pode ser superior a 2 horas e 30 minutos.

As deslocações ao local, em algumas das visitas combinadas, podem ser evitadas com a utilização das redes inteligentes, nomeadamente as visitas relativas à alteração da potência contratada, entre outras. Assim, propõe-se que os ORD BT fiquem dispensados da realização de visita combinada sempre que possam cumprir as suas obrigações através de ações remotas.

Ao evitar estas deslocações importa que as ações remotas que lhes estão associadas tenham prazos limite de realização, findos os quais, na circunstância de não realização do serviço, o ORD deve contactar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, e informá-lo de que pode marcar uma nova visita combinada ou de que pode optar por nova tentativa remota de realização da ação pretendida.

Assim, sem prejuízo do proposto para o serviço de restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente[76], propõe-se que as ações remotas em substituição de visitas combinadas devem ser realizadas pelo ORD BT:

- Num intervalo de tempo máximo de 24 horas a contar da hora e data acordada com o cliente, caso o ORD BT considere não ser necessária a presença do cliente no local de consumo.
- Num intervalo de tempo máximo de 60 minutos, a contar da hora e data acordada previamente com o cliente, caso o ORD BT considere ser necessária a presença do cliente no local de consumo durante a atuação remota pelo ORD na instalação.

[75] RRC, artigo 102.º.

[76] Ver ponto 7.6.4 do documento.

Nas instalações integradas em redes inteligentes pode ser necessário acordar uma visita combinada para implementação da ligação à porta HAN do contador, circunstância que importa também prever.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

34. Que os ORD BT fiquem dispensados da realização de visita combinada sempre que possam cumprir as suas obrigações através de ações remotas.

35. Que as ações remotas em substituição de visitas combinadas devam ser realizadas pelo ORD BT:

    a. Num intervalo de tempo máximo de 24 horas a contar da hora e data acordada com o cliente, caso o ORD BT considere não ser necessária a presença do cliente no local de consumo.

    b. Num intervalo de tempo máximo de 60 minutos, a contar da hora e data acordada previamente com o cliente, caso o ORD BT considere ser necessária a presença do cliente no local de consumo durante a atuação remota na instalação.

7.6.6 COMPENSAÇÕES

O RQS prevê o pagamento de compensações pelos ORD, pelos comercializadores ou pelos clientes, em situações de incumprimento de obrigações ou de indicadores individuais.

As propostas apresentadas nos pontos 7.6.1, 7.6.4 e 7.6.5 configuram novas obrigações individuais para as quais importa equacionar o pagamento de compensações, propondo a ERSE que o ORD BT deva pagar uma compensação por cada incumprimento dos prazos propostos para a realização remota de:

- Ativações de fornecimento.
- Desativações de fornecimento.
- Restabelecimentos do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.
- Ações em substituição de visitas combinadas.

O RQS prevê o pagamento pelo ORD do valor de 20 euros a um cliente (ou requisitante de ligação) que tenha aguardado até 2h30 pelo ORD, numa visita combinada, caso o ORD não compareça. Considerou-se este um valor razoável para o tempo do cliente ou requisitante. Por uma questão de simplificação, e procurando que o valor da compensação seja um sinal económico para as entidades envolvidas, também nas restantes situações de âmbito comercial em que há lugar ao pagamento de compensação se definiu o valor de 20 euros. Assim, tomando como referência o valor de 8 euros por hora (20 euros/2,5 horas), e considerando o prazo de 60 minutos proposto para a realização das ações em substituição de visitas combinadas em que seja necessária a presença do cliente, bem como a mais-valia de um sistema simples

de compensações, a ERSE propõe que o valor da compensação a pagar pelo ORD por cada incumprimento nas ações remotas acima referidas seja de 8 euros.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

36. Que o ORD BT deva pagar uma compensação de 8 euros por cada incumprimento dos prazos propostos para a realização remota de:

    a. Ativações de fornecimento.

    b. Desativações de fornecimento.

    c. Restabelecimentos do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.

    d. Ações em substituição de visitas combinadas.

7.7 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

De acordo com a Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, os contadores inteligentes devem permitir o registo e a leitura remota de eventos, designadamente interrupções do fornecimento de energia elétrica (número e duração) e o tempo fora dos limites regulamentares para o valor eficaz da tensão.

Com este tipo de características é possível perspetivar os seguintes benefícios associados às redes inteligentes no que respeita à continuidade de serviço:

- O cálculo dos indicadores relativos à duração e número de interrupções na Baixa Tensão depende, em parte, de os clientes informarem o operador de rede que estão sem energia elétrica. As redes inteligentes, ao terem informação sobre cada ponto de entrega em BT, permitirão um cálculo mais preciso dos indicadores e, consequentemente, uma melhor aplicação dos padrões individuais.
- A existência de informação ao nível de cada cliente BT permitirá um despiste de avarias mais rápido, reduzindo tempos de interrupção.
- É frequente serem feitas deslocações desnecessárias às instalações dos clientes em BT, uma vez que se verifica que a avaria se encontra na instalação do cliente (por vezes somente um disjuntor disparado), o que pode conduzir ao pagamento de uma compensação pelo cliente. A possibilidade de o operador de rede saber remotamente se existe tensão na entrada da instalação do cliente poderá contribuir para minimizar situações destas.

No que respeita à qualidade da energia, verifica-se que os contadores inteligentes monitorizam uma das características que conduz a algumas reclamações por parte dos clientes – o valor eficaz da tensão.

Todavia, a monitorização dos contadores inteligentes não respeita a norma EN NP 50160, não substituindo assim eventuais monitorizações por equipamento específico. Todavia, as redes inteligentes contribuirão para reduzir o número de monitorizações de qualidade de energia, ao trazer ao processo de reclamação mais informação prévia a uma eventual monitorização. Acresce que o cliente pode optar por solicitar uma monitorização (que tem custos se se verificar que o cliente não tem razão) tendo em sua posse mais informação.

A proposta de redução temporária da potência disponível obrigará a uma monitorização por parte da ERSE no sentido de se aferir se se justificam alterações nas fórmulas de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

37. O cliente deve ter acesso aos dados sobre interrupções (número e duração) e sobre o tempo fora dos limites regulamentares estabelecidos para o valor eficaz da tensão, registados pelo contador inteligente. Esta informação deve ser prestada pelos ORD.

38. Os dados sobre qualidade de serviço devem ser recolhidos mensalmente (com a leitura).

39. Os ORD BT devem enviar trimestralmente à ERSE, até 60 dias após o final de cada trimestre, a informação sobre qualidade de serviço técnica recolhida em cada ponto de entrega.

7.8 ALERTAS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, estabelece como funcionalidade dos contadores inteligentes o alerta de consumo excessivo no contador que seja passível de parametrização. A ideia subjacente é a sinalização ao cliente de um desvio parametrizável do seu padrão de consumo recente face a um termo de comparação pré-definido (o seu consumo no período homólogo do ano anterior, o consumo dos seus vizinhos, a fatura média dos clientes do mesmo escalão de potência contratada, etc.).

A concretização do alerta passa, desde logo, pela previsão de quem o deve definir (cliente, ORD, comercializador, outro) e, depois, pela respetiva forma de implementação (variável de alerta, atualização no tempo, período temporal para construção do alerta, tratamento de diferentes períodos horários, …).

Sem prejuízo da obrigação de cumprir o disposto na referida portaria, alguns ORD BT, na consulta prévia[77], referiram que a associação deste alerta de consumo ao visor do contador permite antecipar um impacto

[77] Ver ponto 5 deste documento.

muito reduzido junto dos clientes, na medida em que requer a consulta periódica do contador para verificação da existência do alerta.

Neste contexto, os ORD BT identificam formas complementares de cumprimento do objetivo, com um grau de sucesso estimado superior, tais como 1) a inclusão de mensagens nas faturas dos comercializadores aos clientes finais, 2) a consulta pelo cliente da página na internet do ORD BT ou do comercializador, ou 3) a subscrição de alertas por correio eletrónico ou SMS.

A ERSE reconhece que, salvaguardada a necessidade de implementar o disposto na portaria, os meios alternativos de comunicação dos alertas de consumo propostos pelos ORD BT encerram um potencial de eficácia superior ao da apresentação no visor do contador, pelo que importa prever a sua disponibilização.

Em relação à variável de alerta, parece adequado prever a consideração da energia consumida e/ou do custo dessa energia, neste último caso prejudicando a comparação intertemporal, uma vez que o preço da energia varia no tempo, mas maximizando o potencial de alteração comportamental, uma vez que o cliente reage mais facilmente à variável custo do que à variável energia. Em qualquer caso, no respeitante à variável custo, parece indiscutível que os comercializadores são as entidades mais adequadas para a operacionalização dos respetivos alertas no âmbito do relacionamento comercial com os seus clientes.

Entende-se, assim, que, nesta fase, importa prever a disponibilização obrigatória de alertas de consumo de energia elétrica por parte dos ORD BT, diretamente no contador e através de meios complementares. Para o efeito propõem-se os seguintes dois alertas: 1) comparação do consumo mensal com o do mês homólogo do ano anterior e 2) comparação do consumo mensal com o do mês anterior. Estes alertas individuais devem ser disponibilizados mensalmente aos clientes pelos ORD BT diretamente no contador e através de uma plataforma eletrónica, sem custos para os clientes.

Em relação à disponibilização de alertas de consumo por parte dos comercializadores ou de outras entidades terceiras, entende a ERSE, por ora, dever ser o próprio mercado a suscitar o seu surgimento e a estabelecer o respetivo enquadramento.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

40. Que os ORD BT disponibilizem diretamente no contador e em plataforma eletrónica alertas de consumo de energia elétrica individuais relativos à comparação do consumo mensal com o do mês homólogo do ano anterior e à comparação do consumo mensal com o do mês anterior, sem custos para os clientes.

7.9 DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

A atual regulamentação prevê a possibilidade de o cliente instalar um segundo equipamento de medição que, de acordo com as disposições do GMLDD SE, deve ser feita a expensas do cliente e utilizando um equipamento de características iguais ou superiores ao do operador da rede. Quando exista um duplo equipamento de medição, para efeitos de faturação, deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos, e sempre que um dos equipamentos de medição apresente defeito de funcionamento, devem ser consideradas as indicações fornecidas pelo equipamento que estiver a funcionar corretamente. É também imposta ao segundo equipamento de medição a obrigatoriedade de integração no sistema de telecontagem do respetivo ORD sempre que o equipamento de medição do ORD já esteja integrado.

Entende-se que as operações remotas relativas à obtenção de leituras, alterações de potência contratada ou de parametrização tarifária se devem também aplicar ao segundo equipamento de medição, pelo que: 1) devem ser recolhidas de forma remota as leituras do segundo equipamento de medição nas datas de leitura de ciclo (inclui recolha mensal dos diagramas de carga), 2) alterações contratuais, atualizações de *firmware* e acertos do relógio do contador executados de forma remota devem abranger ambos os equipamentos de medição, de forma a assegurar que os dados recolhidos são coerentes.

Em relação à obtenção de leituras de forma remota o RRC atualmente em vigor já prevê[78] que sempre que o operador da rede instale um sistema de leitura remota e passe a efetuar a recolha de modo remoto, o cliente que pretenda manter a dupla medição deve também preparar o seu equipamento para que possa ser integrado no sistema de leitura remota.

Em relação a intervenções remotas para ativação, interrupção ou restabelecimento de fornecimento, estas devem ser realizadas no equipamento de medição do ORD BT, não devendo existir nenhuma intervenção no segundo equipamento de medição.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

41. Que, quando seja instalado um segundo equipamento de medição nas instalações em BTN integradas em redes inteligentes, este segundo equipamento deve permitir realizar as operações remotas relativas à obtenção de leituras, alterações de potência contratada ou de parametrização tarifária.

42. Devem ser recolhidas de forma remota as leituras do segundo equipamento de medição nas datas de leitura de ciclo, incluindo a recolha mensal dos diagramas de carga.

[78] Artigo 262.º.

43. As operações remotas relativas a alterações contratuais, atualizações de *firmware* e acertos do relógio do contador devem ser também realizados simultaneamente sobre o segundo equipamento de medição.

44. As intervenções remotas para ativação, interrupção ou restabelecimento de fornecimento devem ser realizadas exclusivamente no equipamento de medição do ORD BT, não devendo existir nenhuma intervenção no segundo equipamento de medição.

7.10 ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A Iluminação Pública (IP), tratando-se de um fornecimento em baixa tensão, apresenta, contudo, particularidades que a distinguem das restantes instalações de consumo em BTN e em BTE, razão pela qual, em algumas matérias, beneficia de um enquadramento regulamentar específico.

Por exemplo, em relação à periodicidade de leitura aplicável aos circuitos de IP, o RRC estabelece que, na ausência de telecontagem, deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses, não dispondo acerca da periodicidade a adotar se o circuito de IP for telecontado. Da mesma forma, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados estabelece periodicidades de leitura para instalações em BTN (mensal) e em BTE (diária) acessíveis remotamente, mas não é específico para circuitos de IP. Sabe-se que a prática dos ORD BT é a da recolha mensal das leituras destes circuitos. Ora, desde 2012 que foi regulamentada a obrigatoriedade de instalação de contadores em telecontagem nos circuitos de IP, sendo já essa hoje a realidade para a quase totalidade destes circuitos. Não parecendo desejável adotar uma periodicidade de leitura coincidente com a estabelecida para as restantes instalações de consumo telecontadas, em função do fornecimento (mensal, no caso da BTN e diária, no caso da BTE), importa, antes, estabelecer essa periodicidade para a globalidade dos circuitos de IP. Por outro lado, atenta a natureza destas instalações, desde logo em termos de perfil de consumo e respetiva previsibilidade, não se considera que a adoção de uma periodicidade de leitura diária deva, pelo menos nesta fase, ser exigida. Assim, propõe-se que a periodicidade de leitura aplicável aos circuitos de IP seja mensal, em linha com a prática atual dos ORD BT.

Por outro lado, importa também estabelecer qual a informação que deve ser recolhida dos contadores instalados nos circuitos de IP nas operações de leitura de ciclo, sendo que a proposta da ERSE é a de que, em base mensal, os ORD BT recolham os respetivos diagramas de carga[79], com desagregação quarti-horária, bem como a máxima potência mensal. As medidas propostas não impedem a aplicação das

[79] Note-se que, nos termos da regulamentação em vigor, há lugar à faturação de energia reativa nos fornecimentos em BTE.

regras de faturação vigentes aplicáveis à IP, devendo a disponibilização de dados ter em conta essas regras.

Por último, cabe referir a identificação em sede de consulta prévia de serviços disponibilizados já hoje pelos ORD BT no que respeita à gestão da IP, em particular no tocante a 1) informação detalhada sobre os consumos de IP para suporte à eficiência energética, nomeadamente gestão do consumo e apoio à tomada de decisão na contratação de serviços / tecnologias mais eficientes, 2) sincronização remota do relógio dos contadores da IP e centralização do comando para ligação / desligação da IP, no contexto da gestão dos respetivos horários e 3) plataforma de gestão da IP que permite aos municípios a definição autónoma dos horários de ligação / desligação dos circuitos.

A ERSE realça estes como bons exemplos de proatividade por parte dos ORD BT no aproveitamento de potencialidades das redes inteligentes, reiterando o compromisso de promover um enquadramento regulamentar que não iniba o surgimento de serviços como os mencionados.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

45. Periodicidade de leitura mensal para todas as instalações de IP integradas em redes inteligentes.

46. Recolha mensal dos diagramas de carga, com desagregação quarti-horária, bem como a potência máxima mensal.

7.11 AUTOCONSUMO E PEQUENA PRODUÇÃO EM BT

A legislação e a regulamentação[80] aplicáveis às instalações de autoconsumo estabelecem, entre outras, as seguintes regras[81]:

- Integração dos equipamentos de medição[82] no sistema de telecontagem do ORD respetivo.
- O custo associado aos contadores que medem o total da eletricidade produzida pela unidade de autoconsumo, bem como o total da eletricidade injetada na rede elétrica é suportado pelo autoconsumidor.

[80] Em particular, o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que criou o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo, o Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico.

[81] Salvaguardadas as exceções previstas, dependentes do nível de potência da instalação e da existência ou não de ligação à rede.

[82] Aplicável quer ao equipamento de medição da energia elétrica total produzida, quer ao equipamento de medição da energia elétrica injetada na rede.

- Caso o autoconsumidor opte pela instalação de um contador bidirecional, para medição simultânea do consumo da instalação e da injeção na rede, deve suportar o custo de aquisição, sendo os custos de instalação, operação e manutenção suportados pelo respetivo ORD.
- Na circunstância de opção por contador bidirecional, o equipamento deve cumprir os requisitos técnicos referentes ao ponto de ligação de consumo, para a componente de medição de consumo.
- Para as instalações de autoconsumo em AT, MT e BTE, a leitura dos dados de injeção na rede deve ser diária (à semelhança da leitura do equipamento de medição do consumo), com desagregação quarti-horária.
- Para as instalações de autoconsumo em BTN, a leitura dos dados de injeção na rede deve ser mensal[83] (por se tratar de instalações telecontadas), com recolha do valor acumulado mensal da energia ativa produzida, em cada período horário, nomeadamente o período de horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, segundo o ciclo de contagem aplicável.
- Não são permitidas estimativas da energia injetada na rede, para efeitos de faturação.

De acordo com a informação prestada pelos ORD BT, os contadores inteligentes que têm vindo a ser instalados são compatíveis com o regime do autoconsumo, designadamente, em termos de bidirecionalidade, possibilidade de integração em telecontagem e desagregação temporal dos registos.

Face à proposta de recolha mensal dos diagramas de carga nas instalações de consumo em BTN integradas em redes inteligentes[84], importa propor replicar o princípio no tocante à recolha mensal dos valores quarti-horários de energia elétrica injetada na rede pelas instalações de autoconsumo em BTN (à semelhança do que já hoje acontece para as instalações de autoconsumo em AT, MT e BTE, com a diferença de que, para estas, a recolha é diária), deixando de ser recolhidos os valores acumulados mensais, por período horário, como até agora.

Por outro lado, atentas, quer a racionalidade técnica e económica da escolha pela instalação de equipamento bidirecional, quer a minimização das barreiras existentes para adesão ao regime de autoconsumo, entende-se relevante colocar a questão no âmbito desta consulta sobre a possibilidade de propor, para instalações ainda não integradas em redes inteligentes que, nos casos em que o autoconsumidor opte pela instalação de equipamento de medição bidirecional (em vez de equipamento de medição autónomo para a componente de energia elétrica injetada na rede), seja o respetivo ORD BT a suportar o custo de aquisição (para além dos custos de instalação, operação e manutenção que já hoje lhe são imputados), uma vez que, de qualquer forma, a respetiva instalação de consumo seria, mais cedo ou mais tarde, dotada de contador inteligente.

[83] Sem prejuízo dos ORD BT poderem optar por recolher diariamente os dados de produção.

[84] Ver ponto 8.1.1 do documento.

Também no campo do tratamento dos dados de energia injetada na rede, importa fazer referência à produção de pequena dimensão distribuída na rede de BT. No enquadramento atual, os titulares de unidades de pequena produção suportam os custos com o equipamento de medição da energia injetada na rede, devendo este ser integrado no sistema de telecontagem. Para efeitos de faturação dessa energia, apenas são utilizados os valores agregados mensais por período tarifário. Ora, pela presente proposta de serviços para as redes inteligentes, todas as instalações elétricas integradas numa rede inteligente passam a medir o consumo ou produção discriminado por cada período de 15 minutos. Adicionalmente, os ORD passam a ter que recolher e utilizar mensalmente esses dados discriminados de consumo e de produção, dispensando a aplicação de perfis de consumo ou de produção após a recolha de leitura real.

Neste contexto, a ERSE pretende conhecer a opinião dos interessados quanto a uma extensão dos deveres de recolha mensal e utilização de dados de produção discriminada em períodos de 15 minutos no caso das unidades de pequena produção distribuída na rede de BT. Esta opção não tem implicações na remuneração dos produtores quando esta obedeça à disciplina da legislação específica da produção em regime especial.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

47. A recolha mensal dos valores quarti-horários de energia elétrica injetada na rede pelas instalações de autoconsumo em BTN integradas em redes inteligentes.

A ERSE questiona ainda se deverá ser regulamentada a regra pela qual, para instalações ainda não integradas em redes inteligentes e nos casos em que o autoconsumidor opte pela instalação de equipamento de medição bidirecional, seja o respetivo ORD BT a suportar o custo de aquisição; e ainda se deverá ser introduzida a obrigação de que os ORD BT recolham mensalmente os dados discriminados em períodos de 15 minutos da produção das instalações de produção ligadas em BT e integradas em redes inteligentes, à semelhança do que é proposto para a injeção de energia na rede pelas instalações de produção para autoconsumo.

7.12 NOVOS PREÇOS REGULADOS

A proposta de regulamentação das matérias associadas às redes de inteligentes apresenta um conjunto de serviços a prestar pelos ORD BT que, por serem novos ou por poderem ser prestados de forma diferente dos atuais serviços, carecem de enquadramento ao nível da definição do respetivo preço regulado.

Em concreto, identificam-se os seguintes serviços:

- Alteração temporária da potência contratada de forma remota para evitar interrupção por facto imputável ao cliente[85].
- As operações de desselagem e resselagem dos contadores inteligentes para efeitos de garantia de acesso à porta série do contador[86].

A proposta da ERSE enquadra os preços regulados associados aos serviços anteriormente referidos na lógica dos demais preços regulados, previstos no RRC e no RQS, aprovados anualmente pela ERSE, sob proposta dos operadores das redes e/ou dos comercializadores, no âmbito da definição das tarifas de eletricidade para o ano seguinte.

De forma a permitir aos operadores das redes elaborarem propostas fundamentadas de preços regulados e tendo em conta que o universo das instalações integradas nas redes inteligentes é ainda limitado entendeu-se propor que vigore um valor de 0 € relativamente aos preços destes serviços até à aprovação dos preços aplicáveis nos termos da mecânica regulamentar vigente.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

48. O estabelecimento de preços regulados relativos à alteração temporária da potência contratada de forma remota e às operações de desselagem e resselagem dos contadores inteligentes na mecânica regulamentar vigente.

49. Transitoriamente, até à aprovação dos preços aplicáveis aos serviços regulados nos termos previstos no número anterior, os preços a vigorar para estes serviços são de 0€.

[85] Ver ponto 7.5.2 do documento.

[86] Ver ponto 8.1.4 do documento.

8 OUTRAS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO NO ÂMBITO DAS REDES INTELIGENTES

Neste capítulo apresentam-se propostas regulamentares para os requisitos aplicáveis à infraestrutura das redes inteligentes e ao tratamento e disponibilização de dados aos consumidores e ao mercado.

8.1 RECOLHA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

8.1.1 DADOS A RECOLHER NAS LEITURAS DE CICLO REMOTAS

No contexto da discussão em torno dos dados a recolher pelos ORD BT no âmbito das leituras de ciclo remotas, identifica-se a necessidade de regulamentar, por um lado, quais os dados de consumo a recolher pelos ORD BT de forma sistemática e, por outro, qual a sua desagregação temporal.

No que respeita à legislação em vigor, a Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, que aprova os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes, prevê, designadamente, o seguinte:

- Os comercializadores de eletricidade ficam obrigados a prever a disponibilização de tarifas com diferentes períodos tarifários e a incluir, na faturação, informação detalhada relativa aos consumos, nomeadamente, 1) do perfil de consumo diário, com base na média dos dias úteis do mês, expresso em unidades de consumo de eletricidade e em unidades monetárias, 2) do perfil de consumo diário, com base na média dos dias não úteis do mês, expresso em unidades de consumo de eletricidade e em unidades monetárias e 3) dos consumos diários, expressos em unidades de consumo de eletricidade e em unidades monetárias[87].

- A medição da energia elétrica ativa nos dois sentidos e a medição da energia elétrica reativa nos quatro quadrantes (consumo e emissão para a rede)[88].

- A realização de contagens com desagregação de, pelo menos, 15 minutos[89].

- O registo e a leitura remota da potência máxima (período de 15 minutos)[90].

Por seu lado, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico estabelece 1) a recolha diária dos diagramas de carga das instalações dos clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, incluindo

[87] Artigo 7.º, n.º 3, alíneas a) e b).

[88] Anexo I.

[89] Anexo I.

[90] Anexo I.

a energia ativa fornecida medida, discriminada por período de integração e a energia reativa medida, com a máxima discriminação possível por quadrantes e 2) que, quanto à disponibilização de dados de diagramas de carga de instalações em BTN com telecontagem, devem ser observadas as regras aplicáveis em MAT, AT, MT e BTE, sem prejuízo da consideração da capacidade dos sistemas de recolha e disponibilização de dados de consumo, dos custos envolvidos e do tempo de implementação necessário.

Por último, importa também ter presente a proposta de reformulação da Diretiva[91] que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade no âmbito do designado *Clean Energy Package*[92]. Em particular, merecem especial referência as seguintes normas:

- Os Estados-Membros devem garantir que todos os clientes finais podem celebrar, mediante pedido, um contrato de eletricidade a preços dinâmicos com o comercializador[93].

- Os sistemas de contadores inteligentes devem permitir que os clientes finais obtenham a contagem e a determinação dos seus consumos num intervalo de tempo coincidente com o período de desequilíbrio no mercado nacional[94].

- Não devem ser cobrados custos adicionais de acesso aos dados dos clientes finais[95]. Os Estados-Membros são responsáveis por fixar os custos adequados de acesso aos dados pelas partes elegíveis. As entidades reguladas que prestam serviços de dados não podem lucrar com essa atividade[96].

- Caso disponham de contadores inteligentes com possibilidade de leitura remota pelos operadores, os clientes finais devem poder aceder facilmente a informações complementares sobre o seu histórico de consumo, que lhes permitam efetuar, eles próprios, verificações pormenorizadas. As informações complementares sobre o histórico de consumo devem incluir[97]:

    a) Os dados cumulativos referentes, pelo menos, aos três anos anteriores ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento caso seja inferior. Esses dados

[91] Ver ponto 3 do documento.

[92] Disponível em http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0864R%2801%29

[93] Artigo 11.º, n.º 1.

[94] Artigo 20.º, alínea g).

[95] O Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, que estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética, prevê, no artigo 18.º, que os consumidores finais devem receber gratuitamente todas as faturas e informações sobre faturação relativamente ao respetivo consumo de energia, e ter acesso adequado e gratuito aos dados referentes ao seu consumo.

[96] Artigo 23.º, n.º 4.

[97] Anexo II, n.º 3.

devem corresponder a intervalos relativamente aos quais se disponha de informações frequentes sobre a faturação.

b) Os dados pormenorizados correspondentes aos períodos de utilização diária, semanal, mensal e anual. Esses dados devem ser disponibilizados ao cliente final em tempo quase real, via Internet ou via a interface do contador, no mínimo em relação aos 24 meses anteriores ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento caso seja inferior.

Se a obrigação de recolha de dados de energia ativa por parte dos ORD não oferece dúvidas, desde logo por esta se constituir como a principal variável de faturação, considera a ERSE que, mesmo na circunstância de inexistência de faturação de energia reativa nos fornecimentos em BTN[98], importa recolher e tratar dados sobre esta realidade. Este tema é referido a seguir no ponto 8.2.

Entre as vantagens decorrentes da recolha de diagramas de carga, por contraponto à recolha de valores acumulados por período horário, contam-se, por exemplo:

- O acesso por parte dos consumidores a informação de consumo com muito maior detalhe temporal e, portanto, um aumento da expetativa de alterações comportamentais.

- As melhorias introduzidas ao nível do processo de apuramento da energia de cada carteira de comercialização, quer em termos de horizonte temporal, quer em termos do fator de adequação[99], melhorando a gestão de tesouraria pelos comercializadores, reduzindo custos para o setor.

Por outro lado, no âmbito da consulta prévia realizada junto dos ORD BT (descrita no ponto 5 do documento), a ERSE pôde confirmar que, independentemente da prática atual de cada operador, a recolha de diagramas de carga com periodicidade mensal para as instalações de consumo em BTN é acomodável pelos sistemas atuais, para além de que se encontra alinhada com a prática atual noutros países, como se analisou no ponto 6. Face ao exposto, propõe-se que os ORD BT recolham os registos de energia ativa com frequência mensal e desagregação quarti-horária.

Por último, importa também prever a recolha da potência máxima mensal, no contexto da leitura de ciclo remota, de modo a disponibilizar essa informação aos consumidores, em particular para efeitos de escolha da potência contratada, mas também para potencial utilização em novas estruturas tarifárias. Com efeito,

[98] A faturação de energia reativa exige a sua medição, que só agora se torna possível, em BTN, por via da instalação de contadores inteligentes. Em todo o caso, o controlo do consumo de energia reativa nos clientes finais em BTN é feito de forma indireta, através do disjuntor diferencial, que é também um limitador da potência contratada que, sendo uma potência aparente, tem implícita a componente reativa.

[99] O fator de adequação permite repartir as diferenças entre a energia elétrica participante em mercado e as energias afetas aos vários comercializadores.

constituindo-se a potência contratada como um encargo fixo na fatura de energia elétrica, tanto maior quanto maior for o valor da potência, é da maior conveniência dos consumidores a escolha de valores adequados às suas necessidades[100].

A instalação e entrada em funcionamento dos contadores inteligentes na BTN permite equacionar alterações das variáveis de faturação da tarifa de acesso às redes, em particular, da potência contratada, aproximando também neste ponto, os diferentes níveis de tensão. Recorde-se que, no que respeita à IP, na última revisão regulamentar, foi introduzido o conceito de potência tomada em detrimento da potência contratada, tal como se verifica nos níveis de tensão superiores. Esta alteração permite faturar a potência realmente utilizada no período de faturação, em substituição do conceito de escalão de potência previamente acordado, cujo pagamento é devido em função da disponibilidade e não da efetiva utilização. Não obstante, não se propõem neste momento alterações nas variáveis de faturação da potência, sendo, contudo, uma matéria que importa discutir no futuro.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

50. Que os ORD BT recolham, para as instalações em BTN integradas nas redes inteligentes, os registos de energia ativa com frequência mensal e desagregação quarti-horária, bem como a máxima potência tomada.

8.1.2 DADOS INDIVIDUAIS PARA DISPONIBILIZAÇÃO AOS COMERCIALIZADORES

Os dados de consumo individuais pertencem ao consumidor final, mas são parte necessária na relação comercial entre o consumidor e o seu comercializador e também com o Sistema Elétrico Nacional.

Para efeitos da faturação das tarifas de acesso às redes, o ORD recolhe os dados de consumo que refletem a utilização das redes e aplica as tarifas reguladas ao comercializador do cliente. Esses dados são também apresentados ao consumidor juntamente com a fatura de fornecimento.

Atualmente, a estrutura das tarifas de acesso às redes em BTN assenta em preços de potência contratada (dependente do escalão de potência contratado pelo consumidor) e de energia ativa (preço único – tarifa simples, duplo – tarifa bi-horária -, ou triplo – tarifa tri-horária). Porém, estão já em curso projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes (embora apenas aplicáveis aos clientes industriais) que podem vir a introduzir preços de acesso às redes mais dinâmicos e com maior discriminação ao longo do dia ou do ano. Por essa via, no futuro, a aplicação de tarifas de acesso à rede em BTN poderá vir a usar dados de consumo mais detalhados e complexos, porventura necessitando da recolha dos diagramas de carga discriminados do consumidor.

[100] Existe também o efeito de potências contratadas sobredimensionadas induzirem sobredimensionamento das próprias redes de distribuição, cujo custo global tem reflexo nas faturas dos consumidores.

Em paralelo, a faturação da componente de custos relacionada com a produção e comercialização de energia cabe no âmbito da livre contratação entre o consumidor e o comercializador. Nesse domínio, a proposta de reformulação da Diretiva que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade (Diretiva 2009/72/CE) no âmbito do designado *Clean Energy Package* aponta para a obrigação de garantir que todos os clientes finais podem celebrar, mediante pedido, um contrato de eletricidade a preços dinâmicos com o comercializador, nomeadamente para traduzir de forma mais tempestiva o custo de produção no mercado organizado e envolver os consumidores (e os comercializadores ou outros agentes) na resposta aos custos da energia.

De facto, os consumidores com instalações de BTN integradas em redes inteligentes devem poder aceder a ofertas tarifárias, caso existam no mercado, com a discriminação de preço do mercado grossista. Nesse sentido, o ORD deverá recolher e enviar ao comercializador do consumidor os dados de consumo discriminados (diagramas de carga) para permitir a faturação detalhada dos custos de produção.

Finalmente, no mercado liberalizado as ofertas comerciais de fornecimento incluem frequentemente serviços de valor para o cliente, acessórios ao fornecimento de eletricidade em si. Entre esses serviços figuram a prestação de informação sobre o consumo de energia ou a prestação de serviços de energia mais genericamente. Para que essa componente de serviços possa ser dinamizada, é essencial que os dados individuais de consumo discriminado sejam efetivamente disponibilizados pelo ORD ao comercializador do cliente.

Face aos motivos referidos, em complemento aos dados de consumo individual agregado (por períodos tarifários) para faturação das tarifas de acesso às redes, a ERSE propõe:

51. A obrigação dos ORD BT disponibilizarem ao comercializador do cliente cuja instalação de BTN esteja integrada numa rede inteligente, os dados de consumo individual discriminado, ou seja, o diagrama de carga do cliente relativamente ao consumo e à injeção na rede (se aplicável), tratados e corrigidos, através de uma plataforma ou em formato eletrónico.

52. Que os prazos aplicáveis à disponibilização dos dados referidos no número anterior devem seguir os previstos no GMLDD para a disponibilização de dados individuais.

8.1.3 DADOS INDIVIDUAIS PARA DISPONIBILIZAÇÃO AO CLIENTE

Neste ponto discute-se a disponibilização de dados históricos[101] aos clientes no contexto das instalações de consumo integradas em redes inteligentes, envolvendo os ORD, os comercializadores e outras

[101] O acesso a dados em tempo real é discutido no ponto 8.1.4 do documento.

entidades (como as empresas de serviços de energia, agregadores de produção e de serviços de flexibilidade, etc.).

ENTIDADE RESPONSÁVEL PELA DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS AOS CLIENTES

A regulamentação em vigor consagra o $ORD_{MT\ e\ AT}$ como ponto focal para a disponibilização dos dados agregados (carteiras) das instalações de consumo, na medida em que as carteiras de comercialização para efeitos da participação no mercado organizado devem incluir todos os consumos de uma carteira, independentemente da rede onde estão ligados. A recolha de dados de consumo diretamente nos contadores e a sua disponibilização ao mercado, proveniente de diversos ORD com responsabilidades por esta atividade, deve assentar em procedimentos e formatos comuns e transparentes, assegurando a plena interoperabilidade desses fluxos de dados.

Do mesmo modo, a informação a disponibilizar ao cliente final deve assentar em procedimentos e formatos estáveis, transparentes e uniformes, garantindo que a prestação de informação é homogénea para todos os clientes e para todos os ORD e cumpre a lei aplicável.

Parte significativa das vantagens das redes inteligentes está ligada à maior qualidade e volume da informação sobre consumos de energia a prestar aos consumidores (e autoconsumidores). O acesso a essa informação pode fazer-se diretamente no equipamento de medição (detalhado no ponto seguinte) ou ser canalizada pelos agentes e operadores das redes do setor elétrico.

No ambiente de mercado liberalizado, é expectável uma certa volatilidade das relações comerciais entre consumidores e comercializadores. A própria dinâmica da oferta de serviços pelos comercializadores poderá resultar em diferentes modelos de prestação de informação sobre consumos de energia e aconselhamento energético, sendo inclusive previsível que algumas ofertas se distingam por estas características. No entanto, para assegurar uma maior estabilidade da informação a disponibilizar ao consumidor final, independentemente dos serviços que contrate com o seu comercializador em cada momento, a ERSE considera que os ORD devem ter obrigação de disponibilizar aos consumidores ligados nas suas redes, diretamente, alguma informação sobre consumos de energia individuais, histórica e não tratada para além da validação dos dados. Apesar de poder constituir redundância face à informação que o comercializador possa também disponibilizar, até agregando inovação e serviços adicionais, esta opção garante um nivelamento da informação prestada aos consumidores, sobretudo importante na fase inicial de implantação das redes inteligentes e de menor maturidade do mercado de serviços de energia no segmento residencial e dos pequenos consumidores.

Note-se que o GMLDD em vigor já prevê (ponto 60.3) a possibilidade do ORD disponibilizar dados de consumo diretamente aos clientes.

Esta nova obrigação sobre os ORD não prejudica a obrigação dos comercializadores disponibilizarem dados de consumo aos clientes nos termos previstos no GMLDD, nem a possibilidade dos comercializadores disponibilizarem diretamente aos clientes os respetivos de dados de consumo detalhados.

FORMATO DOS DADOS

O volume de dados a disponibilizar no contexto das redes inteligentes, requer um tratamento automatizado e digital, sendo adequado a meios de disponibilização através de plataformas eletrónicas dedicadas. Estas plataformas deverão respeitar todos os requisitos legais e boas práticas de cibersegurança e proteção de dados pessoais, bem como utilizar formatos transparentes e, de preferência, *standard*.

Importa referir, a propósito do formato dos dados de consumo, que a revisão em curso da Diretiva 2009/72/CE propõe que a Comissão Europeia venha a definir uma estrutura de dados comum para a União e procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso aos dados. A Comissão propõe que esta estrutura de dados e procedimentos seja aplicada em todos os Estados-Membros[102].

Atendendo à discussão aberta no plano europeu e à fase inicial de implementação das redes inteligentes em Portugal, a ERSE propõe apenas que cada ORD adote um modelo de dados aberto e procedimentos transparentes e não discriminatórios, de modo a permitir o acesso sem barreiras aos dados de consumo pelos consumidores ou por terceiros em nome, e com autorização expressa, dos consumidores. Este modelo de dados e os procedimentos deverão seguir de perto as melhores práticas europeias e a evolução legislativa prevista no contexto das diretivas europeias do mercado interno de energia, bem como a correspondente transposição para o direito nacional.

CONTEÚDO DOS DADOS A DISPONIBILIZAR

O desenvolvimento de redes inteligentes tem por consequência a obtenção de um conjunto muito mais alargado de dados de consumo, para todo o universo de clientes, que não estava disponível antes do seu aparecimento. Esta ampliação do volume de dados disponível suscita a questão sobre a sua disponibilização aos clientes. O GMLDD em vigor define a obrigatoriedade da disponibilização dos dados de diagramas de carga das instalações de clientes finais em pontos de medição em MAT, AT, MT e BTE, que devem incluir:

- Energia ativa fornecida medida, discriminada por período de integração.
- Energia reativa medida, com a máxima discriminação possível por quadrantes.

[102] A Diretiva atualmente em vigor já obriga os Estados-Membros a adotar uma estrutura para os dados de consumo e procedimentos transparentes e não discriminatórios, no entanto não impõe uma norma europeia comum.

- Integração de eventuais correções de anomalias de medição, leitura e comunicação de dados nos valores a disponibilizar.
- Consideração de períodos de integração a considerar são de 15 minutos com início nos minutos 0, 15, 30 e 45 de cada hora.
- Disponibilização de dados de contagens efetuada de forma individualizada por instalação com possíveis agregações de valores de pontos de contagem.

Relativamente à disponibilização de dados de diagramas de carga em pontos de medição em BTN que disponham de telecontagem, o GMLDD estabelece que esta deve observar o previsto no GMLDD para pontos de medição em MAT, AT, MT e BTE, sem prejuízo da consideração da evolução da capacidade dos sistemas de recolha e de disponibilização de dados de consumo, dos custos envolvidos e do tempo de implementação necessário.

No caso das instalações em BTN, o conhecimento pelos consumidores da potência efetivamente tomada pela sua instalação pode ser uma informação importante para calibrar o valor da potência contratada. A disponibilização desta informação ao consumidor deve ser vista como uma vantagem imediata da integração da sua instalação nas redes inteligentes, com consequências diretas na sua fatura uma vez que permite regular a potência contratada para a que é efetivamente necessária.

O acesso dos consumidores aos dados de consumo detalhados traduz-se na possibilidade de avaliar o nível da potência contratada, de monitorizar consumos e produção (injeção de energia na rede de distribuição), de implementar e monitorizar medidas de eficiência energética ou de avaliar o dimensionamento de UPAC.

Quanto ao conteúdos dos dados de consumo a disponibilizar aos consumidores cujas instalações de BTN estejam integradas em redes inteligentes, a ERSE propõe que os ORD disponibilizem, mensalmente, tornando acessíveis aos clientes, através de plataforma ou formato eletrónico, as curvas de carga horárias das instalações relativamente ao consumo e injeção de excedentes de produção na rede, tratadas e corrigidas, até 5 dias úteis após a data da leitura de ciclo, mantendo o histórico dos 24 meses anteriores. Os ORD devem ainda disponibilizar pelos mesmos meios e frequência, os dados sobre a potência tomada mensal da instalação de consumo dos últimos 12 meses. Propõe-se ainda disponibilizar, através dos mesmos meios, os dados de consumo e injeção na rede agregados, mantendo um histórico de 36 meses.

A disponibilização de dados diretamente aos consumidores pode ainda decorrer de uma solicitação e de circunstâncias específicas previstas, a definir pelos ORD. Os operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, por exemplo, referem que o cliente pode ter acesso ao histórico do diagrama de carga para a finalidade de dimensionamento de uma instalação de autoconsumo ou para resolver conflitos sobre faturação considerada excessiva. Esta constitui uma via pontual para acesso aos dados de consumo, complementar às obrigações descritas sobre a disponibilização de dados de consumo, e que

pode abranger outros dados técnicos sobre a instalação elétrica e o consumo ou injeção na rede de energia da instalação.

Os comercializadores devem informar os seus clientes, através da fatura ou de outros meios complementares, da possibilidade de acesso gratuito aos dados de consumo detalhado (e de injeção na rede se for o caso) através da plataforma eletrónica do ORD e, se for o caso, da própria plataforma do comercializador.

A disponibilização de dados de consumo não deve ser confundida com a análise dos dados de consumo. A disponibilização de dados de consumo é uma tarefa fundamental para os processos de operação do sistema e da rede e faturação e que envolve naturalmente os ORD. A análise e tratamento dos dados de consumo individuais para outros fins, por exemplo no âmbito da prestação de serviços de energia, é opcional e pode ser realizada pelo próprio cliente, pelo seu comercializador ou por outras entidades contratadas pelo cliente para o efeito. Nesse domínio não deve haver qualquer barreira à prestação de serviços por entidades escolhidas pelo cliente.

Os ORD devem permitir o acesso à plataforma eletrónica de dados de energia por entidades terceiras, em nome e com autorização expressa dos consumidores finais. Esta modalidade de acesso por terceiros deve acautelar a validade da autorização concedida pelos consumidores.

Os operadores das redes não podem adotar procedimentos discriminatórios, no que respeita à disponibilização dos dados e de informação aos agentes de mercado, clientes ou outras entidades com direito a receber os dados, devendo a sua ação pautar-se por critérios objetivos e previamente estabelecidos. O formato e suporte da informação a disponibilizar pelos operadores das redes aos clientes e agentes seus representantes deverão ser objeto de documentação complementar, nos termos do GMLDD.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

53. O ORD BT deve disponibilizar aos clientes, de forma gratuita, mensalmente e até 5 dias úteis após a data da leitura de ciclo, tornando acessíveis através de uma plataforma ou em formato eletrónico, os seguintes dados de consumo individuais:

    a. As curvas de carga horárias da instalação, relativamente ao consumo e à injeção na rede, tratadas e corrigidas, mantendo o histórico dos 24 meses anteriores.

    b. Os dados de consumo e injeção na rede agregados, por período tarifário, mantendo um histórico de 36 meses.

    c. Os valores da potência tomada mensal da instalação de consumo dos últimos 12 meses.

54. Manter válida a obrigação dos comercializadores disponibilizarem dados de consumo aos clientes nos termos previstos no GMLDD, bem como a possibilidade dos comercializadores disponibilizarem diretamente aos clientes os respetivos de dados de consumo detalhados.

55. O comercializador deve informar o cliente, através da fatura ou de outros meios complementares, da possibilidade de acesso gratuito aos dados de consumo detalhado (e de injeção na rede, se for o caso) através da plataforma eletrónica do ORD e, se aplicável, de uma plataforma própria do comercializador.

56. A disponibilização de dados de consumo pelo ORD BT diretamente aos clientes pode ainda decorrer de uma solicitação destes e de circunstâncias específicas, a prever pelo ORD BT, constituindo uma via pontual para acesso aos dados de consumo, complementar às obrigações regulares previstas nos números anteriores e que pode abranger outros dados técnicos sobre a instalação elétrica e o consumo ou produção de energia da instalação.

57. O ORD BT deve permitir o acesso à sua plataforma eletrónica de dados de energia por entidades terceiras, em nome e com autorização expressa dos consumidores finais, devendo acautelar a validade da autorização concedida pelos consumidores.

58. O ORD BT deve adotar um modelo de dados aberto e procedimentos transparentes e não discriminatórios, de modo a permitir o acesso sem barreiras aos dados de consumo pelos consumidores ou por terceiros em seu nome, como previsto no número anterior, devendo seguir as melhores práticas e a evolução legislativa prevista no contexto das diretivas europeias do mercado interno de energia, bem como a correspondente transposição para o direito nacional.

8.1.4 DADOS RECOLHIDOS DIRETAMENTE NO CONTADOR PELO CLIENTE

A Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, que aprovou os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes do setor da eletricidade estabelece a obrigação de existência de uma porta de comunicação normalizada de acordo com padrões internacionais para assegurar a comunicação entre o contador e a *Home-Area Network* (HAN) do consumidor e que permita a comunicação do contador com um monitor destacável para visualização da informação (*In-House Display* - IHD).

Com efeito, sabe-se que a mudança de comportamento, quer na vertente de eficiência energética, quer na de deslocação de consumos para períodos de vazio, depende em grande medida do acesso por parte dos consumidores a informação do seu consumo com reduzido desfasamento temporal (por exemplo, relativo ao dia anterior). Uma vez que a periodicidade de leitura proposta para as instalações em BTN integradas em redes inteligentes é mensal, a forma de garantir esse acesso expedito é através da porta

série de comunicação do contador[103]. Importa contudo ter presente que essa informação, recolhida diretamente do contador pelo consumidor quase em tempo real, carece de validação[104], pelo que não substitui, designadamente para efeitos de faturação, a informação disponibilizada pelo ORD.

O acesso direto aos dados, para os contadores inteligentes que têm vindo a ser instalados, faz-se quer através do visor do contador, quer mediante a instalação de um módulo de comunicação HAN, externo ao contador, que obriga à desselagem e posterior resselagem da tampa de terminais do contador por parte dos ORD BT. Estas operações realizadas pelos ORD BT no local de consumo têm um custo que se propõe ser recuperado mediante a aplicação de um preço regulado, nos termos do ponto 7.12. Importa referir que o módulo de comunicação externo não é propriedade do ORD BT, mas sim do próprio consumidor ou de uma entidade que lhe presta serviços de energia.

A existência de um custo para instalação do equipamento que permite acesso local aos dados de consumo pode constituir-se como um obstáculo com alguma relevância, especialmente para consumidores economicamente vulneráveis, pelo que 1) os ORD BT têm vindo a desenvolver esforços no sentido de simplificar o processo de instalação dos módulos HAN e o controlo de acessibilidade à porta do contador e 2) nos termos do ponto 8.1.3, encontram-se previstas formas alternativas de acesso aos dados de consumo, ainda que com maior atraso temporal (disponibilização de dados de consumo pelo ORD ou pelo comercializador ao cliente).

A análise e o tratamento dos dados de consumo recolhidos diretamente pelo cliente no contador abrem imensas possibilidades, várias certamente ainda por identificar, e podem envolver diversos intervenientes, desde o próprio cliente, ao seu comercializador ou a outras entidades contratadas pelo cliente para o efeito, sendo entendimento da ERSE que, nesta fase, deve ser dado espaço e tempo para que o próprio mercado de serviços se desenvolva não se identificando, para já, necessidade de regulamentar esta área.

8.1.5 DADOS PARA APURAMENTO DAS CARTEIRAS DE COMERCIALIZAÇÃO E DE DESVIOS

Nos termos estabelecidos regulamentarmente[105], o $ORD_{MT\ e\ AT}$ disponibiliza diariamente ao ORT, com referência ao dia anterior, os dados do consumo discriminado agregado estimado[106]. A agregação de consumos, para cada período de 15 minutos, consiste no somatório dos consumos de todos os pontos de entrega de cada nível de tensão, independentemente do ORD, associados à carteira de clientes finais de um comercializador.

---

[103] Para além da informação disponível no visor do próprio contador.

[104] O GMLDD define anomalias de medição e leitura, que devem ser corrigidas pelo ORD e que se tipificam como: a) Erros de medição; b) Erros de configuração; c) Erros de leitura por acesso local; d) Erros de comunicação de dados por acesso remoto.

[105] GMLDD SE.

[106] Corresponde, para cada comercializador, ao consumo diário de energia ativa da sua carteira, discriminado em períodos quarti-horários.

Para as instalações de consumo em BTE, MT, AT e MAT, os valores quarti-horários dos consumos são obtidos diariamente através da recolha direta dos equipamentos de medição, podendo conter valores provisórios resultantes das regras de correção de erros de medição, leitura e de comunicação. Para as instalações de consumo em BTN, não havendo registos quarti-horários nos contadores, essa desagregação é feita com recurso à aplicação de perfis de consumo tendo como base o consumo médio anual dos clientes enquadrados em cada perfil e segmento de mercado – trata-se, portanto, de uma estimativa. Os valores assim apurados, para todos os níveis de tensão, são, depois, afetados pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas.

Por fim, e com base no valor da energia elétrica de geração do mercado[107], o $ORD_{MT\ e\ AT}$ determina o consumo discriminado agregado estimado por aplicação do fator de adequação[108] à parcela de consumo não telecontada (i.e., BTN).

Com base nos dados do consumo discriminado agregado estimado e na participação dos agentes comercializadores no mercado de energia elétrica, o ORT procede, diariamente, à liquidação[109] das componentes de desvios à programação, banda de regulação secundária, resolução de restrições técnicas, entre outras, previstas na regulamentação[110]. A liquidação diária e respetiva disponibilização de resultados aos agentes comercializadores serve, não apenas o propósito da gestão de riscos e garantias no sistema elétrico[111], mas também o da prestação de informação aos agentes com caráter prévio à faturação ou o da sua consideração para efeitos de participação dos próprios agentes no mercado.

Pelas razões apontadas anteriormente, é da maior importância garantir, tanto quanto possível, a precisão dos dados das carteiras de comercialização, disponibilizados pelo $ORD_{MT\ e\ AT}$. Assim, no contexto de contadores inteligentes instalados na BTN, que registam o consumo de energia ativa com desagregação quarti-horária, justificam-se as propostas seguintes:

[107] Energia elétrica participante em mercado (energia produzida, trocas de energia nas interligações, consumo em bombagem e energia consumida em compensação síncrona), com base nos dados de contagem das instalações (produção/bombagem e interligações).

[108] O fator de adequação permite repartir as diferenças entre a energia elétrica participante em mercado e as energias afetas aos vários comercializadores.

[109] Apuramento dos valores dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento resultantes da participação em mercado dos agentes comercializadores.

[110] Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico.

[111] A Diretiva n.º 7/2018, de 22 de junho, que estabelece o regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN, prevê o apuramento diário da verificação da suficiência da garantia a prestar pelos agentes de mercado aos operadores de rede, no âmbito da celebração de contratos de uso das redes e do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

- O apuramento diário do diagrama de consumo telecontado relativo ao dia d passa a integrar a parcela telecontada em BTN cuja leitura tenha tido lugar no dia d+1[112], não sendo esta parcela integrada no cálculo do fator de adequação.

- Da mesma forma, naturalmente, as leituras entretanto recolhidas devem também integrar essa parcela para efeitos da liquidação inicial (m+1), intermédia (m+3) e final (m+9[113]).

Faz-se notar que a consideração desta parcela (consumo telecontado em BTN) permite diminuir a incerteza intrínseca à determinação do fator de adequação, à custa de uma diminuição da base de instalações em BTN à qual se aplica esse fator[114]. Este último aspeto, não levantando questões de maior em d+1[115], desde logo por não haver faturação, merece ser acompanhado de perto nas faturações inicial (m+1) e intermédia (m+3). Neste sentido, são importantes os contributos que os participantes na consulta possam desde já apresentar para que se perspetive a evolução do fator de adequação em contexto de elevada penetração de instalações integradas em redes inteligentes.

Por outro lado, a regulamentação[116] prevê que a disponibilização de dados definitivos mensais das carteiras dos comercializadores ocorra num período de 9 meses a contar do último dia do mês respetivo, com um período de objeção[117] de 30 dias úteis. Com efeito, o $ORD_{MT\ e\ AT}$ deve disponibilizar ao ORT e aos comercializadores 1) no primeiro e terceiro meses seguintes ao do consumo, os valores de consumo discriminado agregado estimado desse mês e 2) no nono mês seguinte ao do consumo, os valores de consumo discriminado agregado definitivo desse mês. Tal significa que, por exemplo, a liquidação definitiva do mês de janeiro de um dado ano tem lugar apenas em novembro desse mesmo ano.

Estes prazos são, em grande parte, determinados pela periodicidade de leitura trimestral dos equipamentos de medição em BTN não acessíveis de forma remota. Ora, como se referiu no ponto 7.2.1, a ERSE propõe que, a partir do próximo período regulatório, com início em 2021, a periodicidade de leitura

[112] As leituras das instalações em BTN integradas em redes inteligentes, segundo a proposta da ERSE, serão feitas mensalmente por acesso remoto, no dia da leitura de ciclo, significando que uma parte das instalações nestas circunstâncias será lida em cada um dos dias do mês, recolhendo-se os dados de consumo real do último mês.

[113] No caso da liquidação definitiva, que considera os dados disponibilizados em m+9, os comercializadores podem objetar os dados por um período de 30 dias úteis, pelo que, só depois desse período, a liquidação é considerada definitiva.

[114] Note-se que o fator de adequação corrige não apenas as diferenças entre os perfis de consumo e o consumo real, mas também as diferenças entre os fatores de perdas aplicáveis e as perdas reais (técnicas e comerciais). À medida que o universo de instalações de consumo em BTN não integradas nas redes inteligentes diminui, essas correções vão sendo aplicadas apenas a um subconjunto de instalações (cada vez menor).

[115] Para um parque de 6 milhões de contadores inteligentes e uma distribuição perfeita dos ciclos de leitura, corresponde a um universo de cerca de 200 mil contadores em BTN lidos em cada dia, cujos registos se propõe excluir do cálculo do fator de adequação.

[116] GMLDD SE.

[117] Entende-se por período de objeção o intervalo temporal durante o qual os dados do consumo discriminado agregado definitivo disponibilizados podem ser contestados.

destas instalações passe a ser bimestral. Esta alteração, conjugada com a periodicidade mensal de leitura das instalações em BTN dotadas de contador inteligente, possibilita o encurtamento do horizonte temporal para apuramento dos dados definitivos das carteiras de comercialização, com vantagens para consumidores e comercializadores, ao nível do menor período para acertos de faturação. Adicionalmente, propondo-se que a liquidação definitiva tenha lugar em m+6, garante-se não apenas a harmonização com o calendário de liquidação existente para o setor do gás natural[118], mas também, a compatibilização desse horizonte temporal com o prazo legal previsto para a prescrição e caducidade no âmbito dos serviços públicos essenciais[119].

Deste modo, a ERSE propõe que, para efeitos do próximo período regulatório, a disponibilização de dados definitivos mensais das carteiras dos comercializadores ocorra num período de 6 meses a contar do último dia do mês respetivo, salvaguardado o período de objeção previsto regulamentarmente.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

59. A determinação do Consumo Discriminado Agregado Estimado e do Consumo Discriminado Agregado Definitivo (ponto 61.2 do GMLDD) deve considerar as leituras reais de dados de consumo das instalações de BTN integradas em redes inteligentes, incluindo a IP, para cada período quarti-horário, desde que disponíveis na data de determinação desses dados.

60. Aos consumos quarti-horários das instalações de BTN integradas em redes inteligentes incluídos na determinação do Consumo Discriminado Agregado Estimado e do Consumo Discriminado Agregado Definitivo de acordo com o número anterior não será aplicado o fator de adequação referido no ponto 65 do GMLDD.

61. A partir de 1 de janeiro de 2021, o prazo para a consolidação das carteiras dos comercializadores, definido no ponto 66 do GMLDD, resultando na disponibilização do Consumo Discriminado Agregado Definitivo, passa a ser de 6 meses, devendo ser observado o período de objeção previsto no GMLDD.

8.2 REALIZAÇÃO DE ESTUDOS SOBRE AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

As redes inteligentes, caracterizadas pela medição e recolha de um vasto conjunto de indicadores sobre o estado e desempenho da rede, permitem melhorar o conhecimento da rede, do estado dos seus elementos e da sua utilização. Esta informação será tratada pelos ORD com vista a melhorar os seus

[118] Para os clientes domésticos a periodicidade de leitura dos contadores de gás natural é bimestral desde 2006.

[119] A Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual, prevê que o direito ao recebimento do preço do serviço prestado prescreve no prazo de seis meses após a sua prestação.

processos de operação, manutenção e planeamento. Os resultados dessa monitorização interessam também à regulação dado que a todo o momento deve promover a transmissão adequada dos sinais custo e desenvolver o quadro regulamentar de modo a promover a eficiência global do sistema elétrico.

Um dos exemplos de estudos de interesse é o dos trânsitos de energia reativa nas redes de BT. Sendo a potência reativa uma grandeza de interesse local, o seu trânsito é inconveniente porque aumenta a intensidade de corrente nos geradores, transformadores e nas linhas, provocando uma redução das suas capacidades úteis e aumentando as perdas de potência ativa. Importa, por isso, incentivar a compensação local do fator de potência, por parte dos utilizadores das redes. A ERSE tem acompanhado a preocupação que alguns ORD BT têm vindo a manifestar com respeito aos resultados das monitorizações de trânsito de potência reativa nas redes que exploram e reconhece na instalação de contadores inteligentes o potencial de medição e avaliação desta matéria, à escala nacional, com vista a eventuais adaptações futuras do edifício regulamentar.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

62. Que os ORD BT recolham pontualmente os registos de energia reativa de uma amostra representativa de instalações com vista à realização de estudos, nos termos previstos no ponto 8.6.

8.3 PROPRIEDADE E SEGURANÇA DOS DADOS

Nos termos do Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril, que entrou em vigor em maio de 2018, consideram-se dados pessoais as informações relativas a uma pessoa viva, identificada ou identificável. Também constituem dados pessoais o conjunto de informações distintas que podem levar à identificação de uma determinada pessoa. Neste contexto, os elementos que podem ser considerados dados pessoais carecem de proteção nos termos estipulados por lei.

Assim, todos os dados relativos ao nome, endereço de correio eletrónico, telefone ou referências de localização geográfica relativos a pessoas físicas, são dados pessoais. Por sua vez, os elementos de consumo recolhidos pelos equipamentos de medição, desde que contenham elementos que possam identificar determinada pessoa (ex: referência geográfica, n.º de contrato, nome) podem também ser considerados dados pessoais e, como tal, carecem de proteção de dados nos termos estipulados por lei.

Importa, portanto, ter presente a necessidade de as entidades abrangidas pela obrigação de proteção de dados garantirem a adequada proteção dos dados. Nesta matéria, a ERSE ao abrigo das suas competências deverá garantir as condições para a aplicação das regras vigentes, embora sem interferir no seu conteúdo material.

É esta a opção do GMLDD em vigor, o qual remete para a legislação aplicável as obrigações de proteção e conservação dos dados. Nalgumas matérias, o período mínimo de conservação dos dados está previsto por lei e pela regulamentação.

Por seu turno, o direito de acesso aos dados de consumo, de forma legal e devidamente autorizada pelo seu titular, é um pressuposto da aplicação das regras de não discriminação e bom funcionamento do mercado, na medida que permite a prestação de serviços por outras entidades distintas do operador da rede de distribuição e comercializador com quem o titular tem o contrato de fornecimento. É um fator de dinamização do mercado, potenciando a criação de informação e mecanismos alternativos de participação no mercado por parte dos consumidores. Também neste campo o Guia de Medição vigente dispõe que os operadores das redes não podem adotar procedimentos discriminatórios, no que respeita à disponibilização dos dados e de informação aos agentes de mercado, clientes ou outras entidades com direito a receber os dados, devendo a sua ação pautar-se por critérios objetivos e previamente estabelecidos. O formato e suporte da informação a disponibilizar pelos operadores das redes aos clientes e agentes seus representantes deverão ser objeto de documentação complementar, nos termos previstos pelo Guia de Medição.

Na Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, COM (2015) 339 final[120], identificam-se 3 pontos fundamentais para oferecer um novo quadro aos consumidores: capacitação dos consumidores; casas e redes inteligentes; gestão e proteção de dados. A este respeito, refere a Comissão que, a fim de facilitar o cumprimento pelos Estados-Membros das obrigações que lhes incumbem a este respeito e de aumentar a transparência, a Comissão ponderará a forma de, à escala da UE, melhorar a recolha de dados e a monitorização da pobreza energética, garantindo simultaneamente a segurança, a privacidade e a proteção dos dados pessoais.

Como se refere no ponto 2.3 da referida comunicação, uma parte importante do valor do futuro mercado da energia advirá de grandes fluxos de dados e de uma melhor integração das tecnologias da informação e da comunicação nos sistemas energéticos. Consequentemente, a parte que procede à recolha e tratamento de dados no contexto de sistemas de contagem inteligentes ou de outros serviços que habilitam os consumidores a agir deve assegurar o acesso direto do cliente e dos terceiros designados pelo consumidor a esses dados. O acesso deve ser eficaz e não-discriminatório[121]. Este aspeto é essencial sempre que a entidade de contagem ou faturação preste igualmente outros serviços no mercado. Embora

[120] Disponível em https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015DC0339&from=EN.

[121] Este é também o ponto mais relevante dos artigos 23.º e 24.º da COM (2016) 864 final relativa à proposta de Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, enfatizando a necessidade de os dados deverem ser acessíveis, em formatos abertos e neutros, de forma não discriminatória e em simultâneo (se houver mais que um interessado).

o tratamento de dados possa adotar modelos diferentes, a neutralidade das entidades que gerem o acesso aos dados é da maior importância.

Em suma, a proteção de dados pessoais é uma obrigação e uma necessidade, devendo ser aplicadas as regras e melhores práticas vigentes no que respeita à segurança dos dados[122]. Esta obrigação cabe aos diversos intervenientes no mercado, designadamente, operadores das redes, comercializadores, OLMC e entidades terceiras com direito de acesso aos dados mediante autorização informada e consciente do titular dos dados. Os processos de autorização de acesso aos dados devem ser expeditos e não onerosos, visando garantir um direito de acesso efetivo, responsável e oportuno, não devendo os mecanismos de proteção dos dados pessoais criar impedimentos não justificados no acesso.

Neste pressuposto, não se propõem alterações face às regras existentes e previstas no Guia de Medição sobre esta matéria, sem prejuízo de se considerar uma matéria de alta relevância que carece de atualização constante. Esta apreciação geral do tema não obsta a que os interessados identifiquem matérias nas quais a regulamentação do setor elétrico deve ser revista, seja para facilitar o cumprimento das obrigações legais no âmbito da proteção de dados pessoais, seja para clarificar as circunstâncias do setor.

8.4 REGISTO DAS INSTALAÇÕES INTEGRADAS NAS REDES INTELIGENTES

Quando um cliente solicita ao seu comercializador a realização de um serviço na sua instalação, é necessário que o segundo tenha conhecimento das caraterísticas contratuais e técnicas da instalação, nomeadamente se a instalação se encontra integrada numa rede inteligente, uma vez que o procedimento a adotar no tratamento da solicitação variará em função de a instalação se encontrar efetivamente integrada ou não. Por exemplo, caso a instalação do cliente esteja integrada numa rede inteligente, um pedido de alteração da potência contratada poderá ser realizado diretamente pelo comercializador junto do ORD que efetuará a ordem de serviço remotamente. Pelo contrário, numa instalação não integrada numa rede inteligente, esse pedido origina uma marcação de visita combinada entre o cliente e o ORD.

No artigo 240.º-A do RRC estabelece-se que os "equipamentos de medição de instalações consumidoras em BTN que permitem funcionalidades de comunicação remota e maior desagregação temporal do consumo de eletricidade" são objeto de registo por parte do ORD segundo condições estabelecidas no GMLDD.

[122] Recomendação 2014/724/UE da Comissão relativa ao modelo de avaliação do impacto na proteção de dados no contexto das redes inteligentes e dos sistemas de contadores inteligentes.

Neste registo deve constar o Código do Ponto de Entrega (CPE) das instalações que se encontram integradas numa rede inteligente, registo mantido e atualizado pelo ORD e acessível ao comercializador que fornece a instalação, para que o comercializador respetivo possa ter conhecimento dessa informação.

Uma vez que se propõe a recolha remota das leituras nas datas de leitura de ciclo esta informação deve ser incluída também neste registo de forma a permitir a sincronização entre períodos de faturação e ciclos de leitura.

O Registo do Ponto de Entrega (RPE)[123] contém diversos campos de dados relativos à instalação, nomeadamente sobre o respetivo histórico de consumos. No contexto das redes inteligentes, o conjunto de dados de consumo recolhidos nas instalações de BTN e disponibilizados aos consumidores e aos seus comercializadores é substancialmente mais abrangente. A presente proposta concretiza a disponibilização de dados através de plataformas eletrónicas, com formatos abertos e procedimentos transparentes. Oportunamente, será desejável verificar a compatibilidade e eventual redundância entre os dados incluídos no RPE de cada instalação e os dados disponibilizados através de outras plataformas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

63. A existência de um registo, mantido pelo ORD e acessível ao comercializador que fornece a instalação, onde se assinala o CPE das instalações que se encontram integradas nas redes inteligentes.

64. Incluir a data de leitura de ciclo no registo das instalações integradas nas redes inteligentes.

8.5 INFORMAÇÃO SOBRE OS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES E A UTILIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

O RQS prevê, nos seus artigos 44.º e 45.º, obrigações de disponibilização de informação atualizada sobre determinadas matérias, quer para os comercializadores (por exemplo: serviços disponíveis, opções e preços ou periodicidade de faturação), quer para os ORD (por exemplo: leitura de equipamentos de medição, apresentação de reclamações ou atuação em casos de emergência, avaria ou interrupção do fornecimento). Esta informação deve estar disponível nas páginas de internet dos ORD e dos comercializadores. É importante que os consumidores estejam informados sobre as vantagens e funções associadas às redes inteligentes, desde logo para maximizar o seu potencial benefício, pelo que se propõe acrescentar a estes deveres de informação, para os comercializadores e para os ORD, obrigações de

[123]No artigo 144.º do RRC onde se define que a mudança de comercializador é operacionalizada através da informação de caracterização da instalação consumidora, constante de um registo mantido e atualizado pelos operadores de rede, designado registo do ponto de entrega, é prevista a existência de "outros dados de caracterização considerados relevantes pelo operador de rede para uma correta e completa identificação da instalação consumidora".

disponibilização de informação sobre a utilização de equipamentos de medição integrados em redes inteligentes e sobre os serviços que lhes estão associados.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

65. A obrigação de os ORD e os comercializadores disponibilizarem informação atualizada sobre a utilização de equipamentos de medição integrados em redes inteligentes e sobre os serviços que lhes estão associados.

8.6 REPORTE DE INFORMAÇÃO SOBRE O DESEMPENHO DOS SERVIÇOS DA REDE

A disponibilização de informação correta e transparente, sendo determinante para se aferir da qualidade dos serviços prestados, é também indutora de confiança e fundamental para a tomada de decisão e para a identificação de oportunidades de melhoria, desde logo ao nível do edifício regulamentar.

Os mecanismos de reporte de informação à ERSE previstos na regulamentação do setor elétrico não explicitam a dimensão das redes inteligentes, importando por isso, neste exercício, fazê-lo.

PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO NO CONTEXTO DO GMLDD

No que respeita às temáticas da medição, da leitura e da disponibilização de dados, a mecânica de reporte primacial é a estabelecida no GMLDD, assente no cálculo de indicadores de atividade, reportados à ERSE, pelos operadores das redes, em base semestral.

Assim, a proposta da ERSE é a extensão da bateria de indicadores, prevista no GMLDD atualmente em vigor, de modo a contemplar a atividade desenvolvida pelos ORD BT na esfera das redes inteligentes.

Em concreto, propõem-se os seguintes novos indicadores:

- No âmbito da instalação e caracterização de equipamentos de medição
    - Número total acumulado de contadores inteligentes instalados no final do semestre, desagregando os que se encontram integrados em redes inteligentes dos restantes (valor absoluto e valor relativo face ao parque de contadores em BTN do ORD BT).
    - Número de operações de desselagem/resselagem de contadores, realizadas para acesso à porta HAN.
- No âmbito da leitura, das alterações contratuais e dos serviços realizados remotamente nas instalações dos clientes

- Taxa de sucesso da operação remota, desagregada por leitura de ciclo, leitura de mudança, alteração contratual ou outros serviços, aferida em relação ao primeiro agendamento para a sua realização, desagregando os dados sobre a alteração contratual por potência contratada ou opção tarifária e os outros serviços por ativação, desativação, interrupção ou restabelecimento.

- Percentagem de leituras remotas não obtidas até 3 dias após o dia previsto para a leitura de ciclo.

- Número de reduções temporárias de potência contratada realizadas como passo prévio para a interrupção por facto imputável a cliente, bem como o tempo médio de aplicação da redução.

- Número de alterações remotas da potência contratada realizadas por solicitação dos clientes (direta ou intermediada pelos respetivos comercializadores).

- Número de instalações de consumo para as quais foi solicitada mais do que uma alteração remota de potência contratada no período de um semestre.

O cálculo dos indicadores de atividade referidos anteriormente deve ser operacionalizado pelos ORD BT por forma a permitir que o reporte se inicie tão cedo quanto possível, observando o regime de aplicação faseada dos serviços que venha a ser previsto na regulamentação[124].

ESTUDOS SOBRE ENERGIA REATIVA

Por outro lado, tal como referido no ponto 8.2, propõe-se que os ORD BT recolham pontualmente os registos de energia reativa de uma amostra representativa de instalações, com o objetivo de dar início ao processo de análise sistemática desses dados. Assim, é proposto que, para efeitos de reporte de informação à ERSE, os ORD BT devam apresentar um relatório anual que contemple o detalhe e a análise da informação recolhida, para efeitos de caracterização da respetiva rede no tocante à energia reativa.

PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO NO CONTEXTO DO RQS

Por fim, no que respeita às matérias de qualidade de serviço, o RQS prevê o envio à ERSE, pelos ORD e pelos comercializadores, da informação que permita o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço e das compensações associadas previstas, bem como da informação prevista nas obrigações de registo constantes do RQS. Assim, propõe-se que este envio de informação passe a incluir também a informação

[124] Ver ponto 8.7 do documento.

necessária para calcular os novos indicadores propostos e a informação associada às novas obrigações individuais relacionadas com os serviços realizados remotamente. Os ORD e os comercializadores têm também a obrigação de publicar anualmente (e enviar à ERSE) um relatório da qualidade de serviço relativo ao ano civil anterior. O RQS elenca, no artigo 109.º, as matérias que devem constar nesses relatórios. Face ao exposto, propõe-se que os relatórios da qualidade de serviço dos ORD e dos comercializadores passem a incluir:

- Os valores anuais dos novos indicadores agora definidos;
- Número anual e montante, por tema, de compensações pagas por incumprimento das obrigações individuais agora definidas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

66. No âmbito do GMLDD, a extensão da bateria de indicadores prevista no GMLDD em vigor, de modo a contemplar a atividade desenvolvida pelos ORD BT na esfera das redes inteligentes.

67. No âmbito da realização de estudos sobre as redes de distribuição: que os ORD BT promovam, para as instalações em BTN integradas nas redes inteligentes, a recolha pontual de registos de energia reativa, com vista à elaboração de estudos de caracterização da rede, apresentando à ERSE um relatório anual de análise da informação recolhida.

68. No âmbito do RQS:

    a. A obrigação do envio da informação necessária para calcular os novos indicadores e da informação associada às novas obrigações individuais.

    b. A obrigação de inclusão nos relatórios da qualidade de serviço, dos ORD e dos comercializadores, dos valores anuais dos novos indicadores e do n.º e montante anual, por tema, de compensações pagas por incumprimento das obrigações individuais.

8.7 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS

De acordo com os RQS, os clientes com necessidades especiais são os seguintes:

- Clientes com limitações no domínio da visão – cegueira total ou hipovisão;
- Clientes com limitações no domínio da audição – surdez total ou hipoacusia;
- Clientes com limitações no domínio da comunicação oral;

- Clientes com limitações no domínio do olfato que impossibilitem a deteção da presença de gás natural ou clientes que coabitem com pessoas com estas limitações, no âmbito do setor do gás natural.

O mesmo regulamento define que os comercializadores devem adotar medidas concretas, adequadas às especificidades dos clientes com necessidades especiais, para garantir que estes tenham acesso à mesma informação e aos mesmos níveis de qualidade de serviço e direitos que os restantes clientes.

Face ao exposto, e tendo em consideração as diversas propostas apresentadas no presente documento, solicita-se a todos os interessados, em especial aos clientes com necessidades especiais e às associações de cidadãos com características enquadráveis nas categorias acima descritas, a indicação de medidas que possam, no contexto das redes inteligentes, ser implementadas pelos comercializadores no âmbito da obrigação acima referida.

9 PRAZOS DE IMPLEMENTAÇÃO DAS PROPOSTAS REGULAMENTARES

As propostas apresentadas neste documento inscrevem, em certas matérias, um nível de exigência e complexidade acrescidas face ao regime atualmente em vigor, impactando nas infraestruturas e nos sistemas do ORD e dos comercializadores, bem como nos seus recursos humanos. Neste contexto, é objetivo desta proposta criar uma conjuntura favorável ao desenvolvimento e perceção dos benefícios das redes inteligentes pelos consumidores, mas de forma prudente e eficaz visando um desenvolvimento harmonioso das regras com o envolvimento de todos os interessados.

As principais restrições identificadas que condicionam a aplicação plena e eficaz das regras estão associadas ao tratamento de dados e ao desenvolvimento de sistemas informáticos que possam responder às solicitações que surjam. Considerando que, na maioria das situações, estas temáticas carecem de especificação técnica e funcional, bem como de procedimentos de contratação e de implementação, é de esperar que para a implementação das novas regras pelos operadores de rede seja necessário um prazo adequado e razoável para a sua implantação, sendo que, em determinadas matérias específicas, poderá admitir-se que seja essencial tempo adicional para a implementação ao novo quadro regulamentar proposto. De qualquer modo, em geral, as propostas apresentadas assentam no pressuposto básico de que a instalação de BTN está integrada numa rede inteligente, o que pressupõe, não apenas a presença de um contador inteligente com as funcionalidades previstas na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho mas também a existência e o bom funcionamento de sistemas de comunicação, recolha, tratamento e disponibilização de dados.

Só quando verificados estes pressupostos, será possível considerar a instalação como estando integrada numa rede inteligente e disponibilizar ao cliente os serviços propostos.

Assim, uma vez que o tempo necessário para a implementação dos serviços propostos poderá diferir de operador para operador, considerou-se ser de estabelecer que o prazo de produção de efeitos do regulamento proposto é de um mês[125] após a sua entrada em vigor[126], data a partir da qual os operadores que decidam implementar redes inteligentes e reúnam os referidos pressupostos, passam a obedecer às regras propostas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

69. O prazo para a produção de efeitos das regras propostas pela ERSE é de 1 mês.

[125] Salvo, as disposições especificadas no regulamento.

[126] Na falta de fixação do dia, os diplomas legais entram em vigor, em todo o território nacional e no estrangeiro, no 5.º dia após a publicação.

10 REMUNERAÇÃO DOS NOVOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES

A transição para um sistema em que um número cada vez mais considerável de instalações de consumo em BT se encontra integrado nas redes inteligentes suscita questões regulamentares relacionadas com a remuneração dos operadores da rede de distribuição em BT pela disponibilização dos serviços associados.

Desde 2012 e até ao início do atual período regulatório, as metodologias regulatórias aplicadas ao investimento nas redes em BT refletiam uma lógica de remuneração do ativo entrado em exploração (do tipo "*rate-of-return*"), de modo a garantir que investimentos necessários para o desenvolvimento das redes eram efetuados. Esta forma de regulação permite garantir o ressarcimento dos custos de investimento por parte das empresas e, consequentemente, a respetiva estabilidade financeira.

Importa referir os efeitos da Lei n.º 12/2008[127], de 26 de fevereiro, a qual proíbe a "cobrança aos utentes de" "qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspeção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados" ou qualquer outra taxa de efeito equivalente, independentemente da designação utilizada. Em consequência, o valor dos equipamentos de medição não é reconhecido no conjunto dos ativos remunerados para efeitos tarifários. No caso particular dos contadores inteligentes, a aplicação desta lei justificou a separação do valor do equipamento associado à função de medição, do restante valor desses equipamentos, para efeitos de cálculo do ativo a remunerar.

Atendendo ao exposto, os investimentos em equipamentos de medição inteligentes pelos operadores de redes em BT, embora não reconhecidos na base de ativos a remunerar, constituem um bem da concessão de distribuição em BT. Perante um processo de reatribuição das concessões, que se anuncia, estes ativos serão incorporados no conjunto dos bens a transferir para o novo concessionário, devendo assegurar-se a continuidade do funcionamento dos serviços das redes inteligentes e dos seus benefícios para os clientes e para o sistema elétrico.

Ao nível dos custos operacionais, a ERSE aplicou até 2017 uma regulação por incentivos, do tipo *price cap*, que promove a escolha por parte das empresas das opções que melhor lhes garantem uma diminuição dos seus custos operacionais (o que se pode concretizar, por exemplo, num maior recurso a leituras remotas permitidas pelos contadores inteligentes).

Todavia, a aplicação de uma regulação do tipo *rate-of-return* na componente de investimento (custos de capital) não incentiva a empresa a tomar as melhores decisões em termos globais, porque privilegia investimentos que facultem maiores remunerações, comparativamente com outras opções

[127] A Lei n.º 12/2008 alterou a Lei n.º 23/96, de 26 de julho, sobre a proteção do utente de serviços públicos essenciais.

economicamente mais eficientes. Deste modo, este tipo de regulação não é, igualmente, neutra em termos tecnológicos[128].

Acresce que, no caso particular da rede de distribuição em BT, esse quadro regulatório poderia levar a uma maior desadequação das decisões de investimento, visto os investimentos nessa rede não estarem enquadrados pelos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD).

Com esta justificação, a ERSE alterou a metodologia regulatória aplicável à atividade de distribuição em BT, para o atual período regulatório iniciado em 2018, para uma metodologia de *price cap* aplicada a custos totais[129], ou TOTEX, isto é, tanto aos custos operacionais (OPEX), como aos custos com o investimento (CAPEX), em que não se diferenciam custos operacionais e custos de investimento.

Para além das vantagens expostas anteriormente, a aplicação de uma regulação por incentivos no TOTEX tem como vantagem permitir aos operadores responderem de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico, designadamente incentivando a que sejam ponderadas as opções economicamente mais eficientes entre, por um lado, aplicar os seus recursos ao nível da manutenção, novos processos de exploração e novos investimentos e, por outro lado, as opções tecnológicas mais eficientes.

Por exemplo, os investimentos em redes inteligentes podem permitir uma redução dos custos operacionais[130] dos operadores de rede de distribuição, representando assim um ganho que será naturalmente partilhado com os consumidores por via de uma redução das tarifas de acesso às redes.

A aplicação da regulação por incentivos ao nível de todos os custos permite premiar o desempenho da empresa, visto não haver uma correspondência exata entre o nível de custos da empresa e os proveitos permitidos.

A regulação por incentivos permite igualmente responder a outros desafios regulatórios decorrentes da evolução tecnológica, da reconfiguração organizacional do setor e da estagnação da procura, com a consequente pressão tarifária, desacoplando, assim, o desempenho das empresas face ao seu nível de custos. Mais precisamente, a regulação por incentivos permite aos *stakeholders* exigirem *value for money*, isto é, associar o pagamento da tarifa de uso da rede de distribuição à prestação de um serviço.

Contudo, uma regulação por incentivos que incida no TOTEX e que seja apenas focada no controlo dos custos poderá não ser suficiente para incentivar o investimento inovador, uma vez que uma parte dos

[128] No ambiente de inovação nas redes elétricas, a otimização de custos com as redes passa por investir em sistemas sofisticados de gestão da infraestrutura, conseguindo uma melhor gestão dos ativos, nomeadamente os ativos que representam valores de investimento mais elevado como as linhas e os transformadores.

[129] Desde 2012, a metodologia de *price cap* era apenas aplicada ao OPEX, ou seja, aos custos operacionais.

[130] Veja-se o exemplo dos custos evitados com leituras locais e com atuações na instalação do cliente que podem ser substituídas por atuações remotas.

benefícios destes investimentos (como, por exemplo, as poupanças de energia proporcionadas aos consumidores através de uma informação mais atual e detalhada sobre o seu consumo) extravasam a redução de custos operacionais para os operadores da rede.

Mesmo tendo em conta que parte dos benefícios gerados por estes serviços beneficiam o ORD BT, através de uma redução dos seus custos operacionais, o que poderia levar à conclusão que os ORD BT beneficiam já de um incentivo natural, uma parcela desses ganhos é posteriormente partilhada com os consumidores por via das metodologias regulatórias. As poupanças obtidas pelo ORD BT são retidas pelos consumidores quer através da aplicação de metas de eficiência à totalidade dos custos do ORD BT durante cada período regulatório, quer através das revisões das bases de custos no início de cada período de regulação. Assim a redução dos seus custos, poderá não ser suficiente para incentivar os operadores a suportarem as despesas de investimento associadas ao desenvolvimento dos serviços de redes inteligentes.

No entanto, os *stakeholders* do setor elétrico em geral, e os clientes de energia elétrica em particular, são cada vez mais exigentes, pelo que os serviços potenciados pelas redes inteligentes devem ser incentivados, através da definição de instrumentos regulatórios que levem os operadores a desenvolvê-los.

Estes instrumentos devem ter, preferencialmente, em consideração o desempenho dos operadores na garantia de uma efetiva disponibilização desses serviços aos consumidores e outros utilizadores das redes, com a sua contínua monitorização. Assim, a disponibilização de serviços de redes inteligentes, pelas suas características inovadoras e pelos benefícios líquidos[131] específicos que possibilitam (como seja o potencial de uma redução significativa dos custos operacionais dos operadores), suscitam um tratamento regulatório complementar e diferenciado, baseado numa abordagem regulatória que remunere os operadores de acordo com os benefícios efetivamente gerados por estes serviços, no pressuposto de partilha dos ganhos obtidos com estes serviços entre os consumidores e os operadores de rede.

Uma vez que a disponibilização destes serviços não é obrigatória a nível regulamentar e que a generalidade dos custos com o seu desenvolvimento recai sobre o ORD BT, a ausência de qualquer incentivo levaria a que o ORD pudesse levar mais tempo a uniformizar o acesso a estes serviços, ou seja, poderia originar, durante algum tempo, a existência de dois conjuntos distintos de consumidores com acesso diferenciado aos benefícios elevados potenciados por estes serviços - uns com acesso, e os restantes sem – embora pagando todos uma tarifa equivalente.

Assim, quando, com base em análises custo-benefício, se demonstre que existem benefícios líquidos dos investimentos que permitem a integração das instalações de consumo em BT em redes inteligentes é

[131] Ver, por exemplo, o estudo da KEMA, de 2011, publicado pela ERSE: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/40_1/Relatorio_3_E_G_AnaliseCustoBeneficio_SE%20e%20Gas_KEMA.pdf

desejável que os mecanismos regulatórios desenvolvam incentivos à disponibilização de serviços de redes inteligentes a um número cada vez mais alargado de consumidores. Esses incentivos deverão ser baseados na partilha dos ganhos obtidos com estes serviços entre os consumidores e os operadores de rede, proporcionando aos operadores uma remuneração relacionada com o número de instalações de consumo em BT às quais disponibilizem um pacote de serviços considerados essenciais para que estas instalações beneficiem da integração nas redes inteligentes.

Neste novo contexto, torna-se necessário não só definir metodologias regulatórias que premeiem os operadores pelo desenvolvimento e disponibilização de serviços inteligentes, mas também definir quais os serviços essenciais que deverão ser prestados pelo operador da rede de distribuição para efeitos de integração num incentivo regulatório. Ou seja, torna-se essencial diferenciar as funcionalidades das redes inteligentes a facultar pelo operador da rede de distribuição que, por virem a integrar o âmbito do novo incentivo regulatório, serão remuneradas através da tarifa regulada (numa lógica de partilha de benefícios líquidos), na proporção dos benefícios que gerem para os consumidores, de outros serviços prestados em regime de mercado e financiados segundo contratos negociados livremente.

Acresce que a atividade de distribuição de energia elétrica em BT assistirá a uma reatribuição das concessões, sendo que este processo deverá ser tido em conta no desenho de qualquer incentivo, de modo a garantir que o mesmo contribua para garantir a necessária continuidade no alargamento dos serviços das redes inteligentes e dos seus benefícios para os clientes e para o sistema elétrico.

Tal como referido anteriormente, a integração de instalações de BT numa rede inteligente pressupõe, não apenas a presença de um contador inteligente com as funcionalidades previstas na Portaria n.º 231/2013, mas também a existência e o bom funcionamento de sistemas de comunicação, recolha, tratamento e disponibilização de dados, de modo a que esses consumidores beneficiem dos serviços propostos neste documento. Neste aspeto, a ERSE propõe que o mecanismo de incentivo fique associado à classificação de instalações de BT integradas em redes inteligentes já discutida no ponto 8.4.

Considera-se que um incentivo regulatório desta natureza deverá ser dinâmico. Esta condição visa responder à evolução do contexto tecnológico que, por um lado, impacta diretamente no valor dos benefícios líquidos gerados pelos serviços de redes inteligentes e que, por outro, poderá no futuro tornar menos necessária a existência de um incentivo desta natureza, face à natural evolução dos equipamentos e dos processos associados à atividade de distribuição de energia elétrica.

Assim, propõe-se, por um lado, que as funcionalidades básicas exigidas aos operadores da rede de distribuição em BT subjacentes ao incentivo possam variar ao longo do tempo. Por outro, propõe-se igualmente que os parâmetros do incentivo possam variar ao longo do tempo, designadamente o valor do incentivo propriamente dito, bem como o período em que vigora o incentivo.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

70. Criar um incentivo remuneratório para os operadores da rede de distribuição em BT (designado por ISI) baseado na partilha dos benefícios gerados pelos serviços de redes inteligentes disponibilizados por esses operadores, que seja função do número de instalações em BT que cumpram os critérios de integração nas redes inteligentes num determinado ano.

71. Associar o valor do incentivo ao desempenho dos operadores na disponibilização de benefícios (líquidos de custos) explícitos para os consumidores, resultantes da integração da sua instalação nas redes inteligentes, ou seja, no seu desempenho em proporcionar aos consumidores *value for money*, incluindo a redução dos custos operacionais dos operadores, através da efetiva disponibilização de um pacote de serviços das redes inteligentes.

72. Permitir a adaptação do incentivo ao longo do tempo de modo a permitir refletir a evolução tecnológica e garantir a contínua maximização dos benefícios para as novas instalações integradas em redes inteligentes, procurando, contudo, limitar o risco regulatório, designadamente garantindo os compromissos assumidos para os investimentos já realizados.

73. Incluir a partir das tarifas de 2021, os montantes associados ao ISI na parcela de ajustamento de t-2 (nesse ano relativa a 2019) dos proveitos permitidos, a recuperar nas tarifas do ano t, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão BT em Portugal Continental, na Região Autónoma da Madeira e na Região Autónoma dos Açores[132].

74. Assegurar a neutralidade tarifária. A entrada em vigor do ISI pressupõe que a disponibilização dos serviços agora propostos e a integração das instalações em BT nas redes inteligentes não serão remuneradas no âmbito de nenhum outro incentivo ou metodologia remuneratória aplicados pela ERSE.

[132] De modo a permitir uma maior proximidade temporal entre o momento de publicação do incentivo e a sua aplicação, de forma excecional, em 2020, será já incluído um valor estimado para o incentivo em 2019, que será ajustado no ano seguinte.

Assim, em cada ano será calculado o montante do incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes (designado por ISI) a atribuir à variação no número de instalações integradas em redes inteligentes nesse ano.

Propõe-se que o ISI seja calculado, em cada ano t-2, com referência à variação ocorrida entre o número de instalações em BT integradas nas redes inteligentes a 31 de dezembro de t-2 e o número de instalações integradas em redes inteligentes a 31 de dezembro do ano t-3.

O montante do incentivo, para cada ano t-2, calcula-se multiplicando a variação ocorrida no número de instalações por um parâmetro em euros, a definir pela ERSE, que reflete a partilha dos benefícios gerados pela integração das instalações em redes inteligentes entre os ORD BT e os clientes. Os ORD BT recebem o incentivo calculado para cada ano t-2 por um prazo a definir pela ERSE.

O valor do incentivo definido para cada ano t-2 será recuperado nas tarifas em vários anos e é fixo durante este período.

Durante a aplicação do incentivo ISI, o incentivo recebido por cada ORD em cada ano de tarifas resultará, assim, da soma dos montantes definidos para as instalações integradas em redes inteligentes até à data.