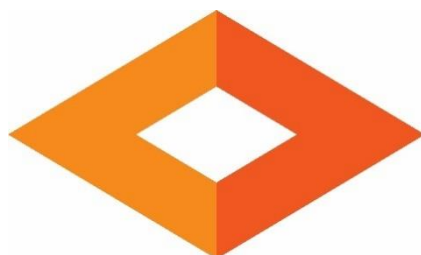


CONSULTA PÚBLICA Nº 113

PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO SETOR ELÉTRICO, COM EXTENSÃO AOS SETORES DO GÁS E DO GPL CANALIZADO

SECTOR ELETRICIDADE

MAIO DE 2023



CEVE
COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D'ESTE

No âmbito da 113ª Consulta Pública, relativa à proposta de Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado, a ERSE apresenta e enquadra uma proposta, solicitando contributos aos interessados, sob a forma de comentários ou sugestões.

“Em cumprimento do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE procedeu ao levantamento das normas aí previstas que determinam a produção de regulamentação por esta Entidade Reguladora, propondo fundamentadamente soluções e procedendo às adaptações necessárias e a outros aperfeiçoamentos. Propõe-se, assim, reformulação do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Operação das Redes, do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, do Regulamento do Autoconsumo e do Regulamento da Qualidade de Serviço. Propõe-se, também, a aprovação do Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia, em concretização do disposto nos acima referidos n.º 1 do artigo 263.º e artigo 298.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que, em razão do seu objeto incluir eletricidade, gás (incluindo gases renováveis e baixo teor em carbono) e GPL canalizado, implica uma maior abrangência setorial. “

A CEVE agradece a oportunidade de se pronunciar e vem, pelo presente documento, apresentar os seus comentários ao referido diploma colocado a Consulta Pública pela ERSE no passado dia 28 de março.

Introdução

No Documento de Enquadramento Global da Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, objeto da Consulta Pública n.º 113, é expresso pela ERSE:

“o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, impõe a produção de nova regulamentação e a necessária adaptação da já existente às mudanças de regime operadas, nos termos do seu artigo 303.º.

De acordo com o disposto no referido preceito, os regulamentos previstos no artigo 235.º são objeto de atualização, no prazo máximo de 18 meses (ou seja, até 15 de julho de 2023), pelas entidades competentes, visando assegurar o cumprimento do disposto no referido Decreto-Lei e demais legislação europeia.”.

A CEVE não pode deixar de registar negativamente o facto de apenas decorridos 14 (quatorze meses) da entrada em vigor do referido Decreto-Lei, a ERSE, colocar em consulta pública num espaço curto de tempo a revisão de todos os regulamentos em unísono, dada a extensão de todas as matérias a tratar, acrescido do facto de não ter previamente auscultado as entidades que compõem o SEN, em reunião como em outras revisões desta magnitude.

Um outro facto que não deixamos de registar, é o facto de a ERSE não criar um enquadramento regulamentar próprio para os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, aludindo que tem aguardado a definição do quadro legal aplicável às concessões em baixa tensão, posição contraditória ao referido no documento colocado agora em consulta, relativo às linhas estratégicas para 2023-2027, onde é apresentado como segundo aspeto relevante para as linhas estratégicas da ERSE a economia local de energia, onde estes intervenientes atuam.

Comentários

Os comentários da CEVE aos documentos em consulta pública, terão em consideração cada um dos regulamentos a rever.

Regulamento do Autoconsumo

Dada a dimensão da revisão regulamentar, o documento não foi alvo de uma análise crítica, como tal não temos oportunidade de emitir qualquer comentário.

Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

Pese embora o documento não tenha sido alvo de uma análise crítica, o documento deve esclarecer onde são os pontos fronteira entre rede do ORD MT e os ORD BT e que designação devem ter (ligações ou interligações) pois não se trata de um ponto de ligação de um cliente ou produtor.

Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia

A evolução tecnológica ditou a digitalização dos equipamentos de medição de energia e a sua imersão em sistemas de comunicações de dados entre vários equipamentos dispersos pela rede. Esta evolução fez aparecer uma nova realidade e novos riscos, que não se ficam só pela cibersegurança dos dados pessoais, conforme e bem refere a ERSE no seu documento justificativo, mas também pelo risco de fraude informática nos equipamentos perpetrada indiretamente ou diretamente pelos clientes sobre os equipamentos de medição e cujo documento colocado a consulta pública é omissivo.

Da leitura ao documento fica-se com uma ideia contrária ao combate à apropriação Indevida de Energia (fraude).

Artigo 5.º Impossibilidade de realização de inspeção por AIE

“1 - Em caso de impossibilidade de realização da inspeção a consumidores residenciais, por necessidade de acesso ao interior das instalações, o operador de rede deixa no local aviso com indicação de nova data de inspeção, a realizar preferencialmente no prazo de 48 horas.”. É nosso entendimento que não faz qualquer sentido avisar o cliente de uma suspeita de fraude, isto é dar tempo para minimizar as provas de uma hipotética fraude.

Diz-nos a nossa experiência no *roll-out* de contadores inteligentes, que no terreno são identificadas situações de existência prévia de fraude nos locais, contudo com a carta de aviso de substituição do contador os prevaricadores retiraram os elementos de fraude deixando apenas vestígios que dificilmente comprovam juridicamente uma fraude.

Artigo 6.º Projeto de decisão e audiência prévia

“1. g) O valor do montante pecuniário a pagar a título de indemnização, forma de cálculo e o respetivo responsável, se já determináveis, a possibilidade de realização de um pagamento por

conta e as consequências do não pagamento;”. Questionamos como a equipa que se deslocar ao local vai saber o valor do montante pecuniário a pagar a título de indemnização, se o seu apuramento deve ser feito à posteriori, depois de analisados dados de faturação anteriores. É nosso entendimento que estes dados devem seguir numa carta a enviar num prazo máximo de 15 dias.

Artigo 7.º Quebra de selos

Aqui permitam-nos questionar quem vai suportar os custos com o equipamento de substituição? A utilização de um equipamento de substituição provisório, não faz qualquer sentido, só traz mais custos para o sistema, porquanto implica a dupla deslocação ao local e, segundo nosso entendimento, esse equipamento de substituição só poderá ser novamente utilizado após ser reinspeccionado, cujos custos de laboratório podem ser superiores a um novo. É nosso entendimento que o contador deve ser sim, substituído por um novo equipamento de medição, e o cliente suportar os custos desses trabalhos.

Artigo 11.º Indemnização em caso de AIE

“3. Nos casos de quebra de selos do equipamento de medição ou do dispositivo de controlo de potência, o valor estimado nos termos das alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, é determinado por referência à data da última visita técnica realizada pelo operador de rede ou da última recolha presencial de leitura, consoante a mais recente.” Permitam-nos explicar que um leitor não é um técnico, porquanto não concordamos com a referência à última recolha presencial de leitura, pelos seguintes factos:

- os equipamentos de medida por norma estão instalados dentro de caixas com uma janela por onde se vê muitas vezes apenas o mostrador do contador;
- da janela acima referida, por vezes não é possível visualizar os selos da tampa de bornes, podendo, portanto, ser violados sem que o leitor detete essa situação;
- acresce ainda o facto, de que há situações em que só se identifica que os selos foram violados quando de mexe diretamente no arame de selagem.

É nosso entendimento que, em situações de fraude, o operador de rede tenha o direito de solicitar a deslocação do contador para o limite da propriedade e/ou alterar as condições de ligação da baixada a expensas do prevaricador.

Regulamento de Operação das Redes

Dada a dimensão da revisão regulamentar, o documento não foi alvo de uma análise crítica, como tal não temos oportunidade de emitir qualquer comentário.

Regulamento da Qualidade de Serviço e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço

Indemnização a clientes

A atual redação do RQS não define uma metodologia de pagamento de indemnizações aos clientes, quando a responsabilidade é repartida pelos três operadores de rede (ORT; ORD NT; ORD BT), ou só por um dos operadores de rede a montante.

Atualmente, se os incumprimentos dos padrões de fornecimento forem ultrapassados por factos imputados aos operadores de rede a montante, os ORD BT têm de suportar um valor total de

indemnização aos clientes, superior ao que recebem do operador a montante, ver simulação seguinte:

Fórmula da compensação por incumprimento do padrão referente ao número de interrupções

$$CNn = ((NI - NIP) \times FCn)$$

FCn

BTN (até 41,4 kVA)	1,20€
BTE (superior a 41,4kVA)	6€
MT	24€

CNn é o valor da compensação, no ano n, em euros.

NI é o número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais, no ponto de entrega a clientes, reportado ao ano n.

NIP é o padrão individual do número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais.

FCn é o valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano n, em euros.

Fórmula de compensação por incumprimento do padrão referente à duração total das interrupções

$$CDn = ([DI - DIP] \times PCn \times KCn)$$

KCn

BTN (até 41,4 kVA)	0,45€
BTE (superior a 41,4kVA)	0,40€
MT	0,35€

CDn é o valor da compensação, no ano n, em euros.

DI é a duração total, em horas, das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais, no ponto de entrega a clientes, reportada ao ano n.

DIP é o padrão individual, em horas, da duração das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais.

PCn é o valor médio da potência contratada durante o ano n, em kVA.

KCn é o valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano n, em €/kWh

Caso sejam registadas 16 interrupções anuais na média tensão, que afetem os clientes finais abastecidos por um ORD BT distinto do ORD MT, este tem direito a ser indemnizado dado que é registada mais 1 interrupção que o indicador regulamentado.

- A primeira questão que se coloca é: o ORD BT é indemnizado pelo ORD MT? Se assim for, pelo incumprimento do padrão individual o ORD MT será indemnizado no seguinte valor $(16-12) \times 24€ = 96€$ pelo ORD MT;
- Já o montante do valor a indemnizar pelo ORD BT aos clientes de BT, poderá atingir os seguintes valores:

N.º de clientes do PT	Fórmula	Valor
100	$100 \times 1 \times 1,2€$	120,00€
150	$150 \times 1 \times 1,2€$	180,00€
200	$200 \times 1 \times 1,2€$	240,00€
250	$250 \times 1 \times 1,2€$	300,00€

É nosso entendimento que as fórmulas no RQS deveriam ser redefinidas e contemplar um fator de repartição dos encargos de indemnização, diretamente relacionado com as interrupções que ocorrem em cada rede, de forma a não onerar o ORD final, com encargos que não foram da sua responsabilidade.

Regulamento de Relações Comerciais

Neste regulamento as nossas reivindicações são as já transmitidas em outras ocasiões e que aguardávamos que já estivessem vertidas no documento levado a consulta pública.

Custos com estabelecimento de ligações às redes de MT

Os ORD BT suportam todos os custos inerentes às ligações à rede MT, dos postos de transformação, nomeadamente:

- Encargos com os elementos de ligação dos postos de transformação;
- Encargos com as participações de reforço de rede;
- Encargos com o licenciamento dos ramais de MT dos postos de transformação;
- Encargos com a abertura e fecho de arcos, necessários à manutenção dos postos de transformação.

O ORD MT, ao exercer a atividade de operação de rede em baixa tensão de forma integrada com a operação de rede em média tensão, não leva a cabo pagamentos internos destes encargos, entre concessões. Estes são então levados à tarifa de média tensão, uma vez que os elementos físicos dessas ligações passam a fazer parte integrante da rede de distribuição em média tensão e não das redes de distribuição em baixa tensão.

Assim sendo, é nosso entendimento que os ORD BT, que também exercem uma atividade regulada, deveriam ficar isentos dos custos enumerados. Salientamos que o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição 2021-2025 “PDIRD-E 2020” já contempla uma rubrica, orçada em 10 milhões de euros, para Ligações aos ORD BT. Neste ponto, deve ser salvaguardada a questão da ligação de postos de transformação promovidos por promotores imobiliários.

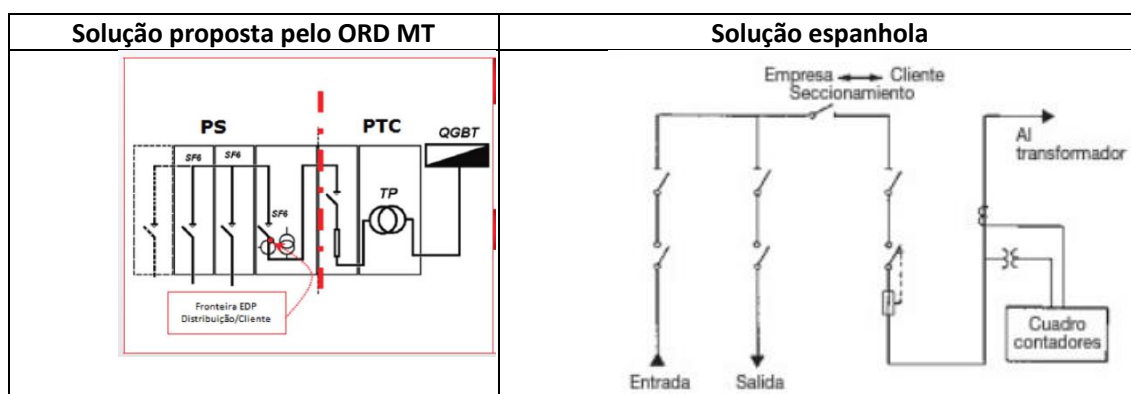
Custos com posto de seccionamento

O ORD MT, nos seus Postos de Transformação de Distribuição - PTD, não utiliza postos de seccionamento, portanto, ao não incorrer nestes custos, os mesmos não são tidos em consideração no cálculo da tarifa. De acordo com a Portaria 454/2001, de 5 de maio, no seu artigo 6.º “Instalações abrangidas pela concessão” não existe referência que os postos de seccionamento façam parte das concessões de baixa tensão.

Para além dos custos com os equipamentos acima referidos, há a considerar custos superiores com a construção dos edifícios e com a aquisição de terrenos. O ORD MT nas redes integradas, quando pretendem efetuar o anel na rede de MT, instalam uma cela extra no PTD.

Esta situação pode levar a que promotores imobiliários privilegiem as áreas das redes integradas em detrimento das nossas, em virtude de os custos incorridos com as infraestruturas elétricas serem mais elevados (situação já questionada à CEVE por um promotor).

Somos da opinião que, uma vez que integramos o mercado ibérico, deva ser adotada a mesma solução de Espanha, que é a mais económica para o Sistema Elétrico Nacional - SEN.



A digitalização da rede colocará outras questões. Fará sentido duplicar equipamentos automatizados e sensorizados, uns para o operador de rede de média tensão e outros para os operadores de baixa tensão? Isto não é duplicar os custos para o SEN? Não será mais económica uma exploração conjunta dos postos de transformação de distribuição?

Contagem do lado da média tensão

O relacionamento comercial entre os ORD BT e o ORD MT está regulamentarmente equiparado, pela ERSE, ao de um cliente final. Nesses termos, o ORD MT exige-nos contagem, nos postos de transformação, no lado da média (o que acarreta custos adicionais com celas de contagem apropriadas), quando nos postos de transformação do próprio ORD MT essa mesma contagem é feita do lado da baixa tensão.

Mais se refere, que no ponto 2, do artigo 28.º do Regulamento Tarifário, refere que, caso todos os clientes ligados a um Posto de Transformação de um ORD BT tenham contrato de fornecimento com comercializadores em regime de mercado, a faturação do ORD MT desse ponto de entrega MT/BT irá ser relativa às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes finais de BT.

Face ao exposto, solicita-se que a contagem nos pontos fronteira dos ORD BT seja efetuada do lado da baixa tensão, à imagem do que é praticado na exploração integrada das redes.

Perdas de Transformação

Dado não haver faturação entre as concessões de baixa tensão e a média tensão, quando exploradas de forma integrada, não sabemos se as perdas de transformação são apuradas e, caso o sejam, de que forma o são e em que tarifa elas são consideradas no apuramento das tarifas. O RT nem sequer refere as perdas de transformação na operação de rede. Este termo só aparece para a faturação aos clientes finais no RRC.

Como não somos um cliente final, e porque as cargas de PTD para PTD são diferentes, afigura-se-nos que, num hipotético apuramento das perdas de transformação por parte do ORD MT, este é realizado de uma forma global e por conseguinte são diluídas nas tarifas pagas por todos os clientes finais. A ser este o cenário, é nosso entendimento que devemos ficar isentos de as suportar.

Mais se refere, que no ponto 2, do artigo 28.º do Regulamento Tarifário, alude que, caso todos os clientes ligados a um Posto de Transformação de um ORD BT tenham contrato de fornecimento com comercializadores em regime de mercado, a faturação do ORD MT desse ponto de entrega MT/BT irá ser relativa às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes finais de BT.

Potência contratada

Esta situação é representativa do status quo de como somos considerados um cliente final, desde a nacionalização do setor elétrico em 1975. A legislação anterior à nacionalização considerava a existência da pequena distribuição e tinha em consideração a sua especificidade, de que é exemplo o artigo 21.º, Decreto-Lei n.º 43335/1960, de 19 de novembro.

“Art. 21.º Valor da ponta a tarifar - Nos fornecimentos de energia destinada à pequena distribuição, se a entrega se fizer em vários locais, dentro da mesma concessão, o valor da ponta a que se refere o artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 43335, a considerar para efeitos de tarifação, será determinado pela soma das pontas verificadas em cada local de entrega, sendo a maior delas tomada pelo seu valor real e as restantes afetadas do coeficiente 0,9.”

Esta especificidade estava assente no facto de um ORD BT não poder ser considerado um cliente final em MT, porquanto não controla diretamente o consumo dos seus consumidores. Razão pela qual é da mais elementar justiça que a faturação da potência contratada seja pelo valor de uma potência síncrona, de todos os pontos de entrega.

Uma outra solução para resolver esta injustiça, e de forma a não onerar o operador de rede a montante, com desenvolvimentos informáticos, será o da ERSE efetuar um estudo que apure a percentagem entre a aplicação da atual forma de faturar a potencia síncrona e a reclamada pelos ORD BT, e publicar uma tarifa com o desconto dessa percentagem apurada.

Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica

Artigo 2.º Siglas e definições

Julgamos que será importante acrescentar na definição de “utilizador da rede de distribuição – uma pessoa singular ou coletiva que abastece uma rede de distribuição ou é por ela abastecida” e que possui um contrato ativo com um comercializador ou agregador.

Artigo 20.º Notificação de atuação do ICP

“Nas situações de instalações de BTN em que se verifique a atuação do ICP, o cliente deve ser notificado dessa ocorrência pelo ORD BT, em tempo real, por SMS, correio eletrónico ou através de outro meio que assegure eficácia na comunicação.”

Tendo em conta que rede inteligente nacional está assente maioritariamente sobre a uma tecnologia de comunicação *powerline*, nomeadamente a de baixa tensão, entende-se que qualquer tipo de notificação ao cliente em tempo real é utópico. Em funcionamento normal, existirá sempre um atraso pelo que, na maioria das situações, quando a informação chegar ao cliente a energia poderá já estar repostada. Em situações de funcionamento das redes de comunicação em regime perturbado, por ruídos que impeçam as comunicações da informação, só chegará ao cliente com horas ou dias de atraso.

A adoção desta solução implica um incremento dos pedidos de dados ao contador e, conseqüentemente, um aumento de custos em comunicações. Alerta-se ainda, que devido à falta de escala do mercado nacional, que possui um modelo de dados próprio, qualquer alteração a esse modelo de dados implica novas certificações aos contadores, que são repercutidas no custo dos equipamentos pelos fabricantes. Custos esses que, bem como os de adaptação dos sistemas informáticos, terão de ser repassados para a tarifa.

Artigo 21.º Instalações de iluminação pública integradas nas redes inteligentes

Os atuais contadores de iluminação pública, dispõem apenas de uma porta de comunicações que é utilizada pelo ORD para comunicação com o equipamento. Para permitir o acesso, teriam de ser usados chicotes de dupla de comunicação, o que não é tecnicamente recomendável por duas razões; por razões de cibersegurança e pelo facto de poderem ocorrer sobreposições de comunicações, que origina o congestionamento dos pedidos e, por conseguinte, a falha de um dos pedidos. A partilha do router/modem não é possível por razões de cibersegurança, uma vez que os ORD usam redes de comunicações em APN fechadas.

Dado os constrangimentos técnicos atuais, sugerimos que via sistemas internos do ORD, sejam disponibilizados serviços digitais que permitam aos municípios ter acesso a:

- logs com registos do horário de ligar/desligar a IP;
- previsão de hora para ligar e desligar;
- pedidos de alteração do offset relativo ao nascimento e ocaso do sol ou definir horário manual.

Regulamento Tarifário

Dado os pequenos ORD exclusivamente em BT exercerem atividades reguladas, estas também, devem vir descritas no capítulo II, de forma a ser claro quais atividades realmente exercem.

Face ao exposto, sugere-se a inclusão de um novo artigo para os ORD BT exclusivamente em BT e a designação no plural da referência aos comercializadores de último recurso.

Artigo 10.º-A Atividades dos operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão (pequena distribuição) em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, os operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT desenvolvem, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

- a) Compra e Venda do Acesso à Rede de Distribuição em Média Tensão.
- b) Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 11.º Atividades dos comercializadores de último recurso

Para efeitos do presente Regulamento, os comercializadores de último recurso desenvolvem, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

- a) Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes.
- b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.
- c) Comercialização.

Artigo 28.º Tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

Dada a multiplicidade de opções o artigo apresenta-se confuso quanto à sua aplicação, pois não é claro relativamente às quantidades a apurar ou às tarifas a aplicar.

Atendendo que os ORD BT têm optado pela modalidade alternativa presente no ponto 4 do artigo, acrescido do facto de ter sido criada a Tarifa de Acesso às redes de MT exclusiva para os ORD BT, o artigo deveria ser simplificado, não distinguindo se as quantidades apuradas para a tarifa de acesso, são para entrega no CUR, ou a clientes em BT de comercializadores em regime de mercado ou clientes em BT que sejam agentes de mercado na área geográfica do operador de rede.

Secção IV Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Salientamos a necessidade do RT definir os Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de distribuição por parte do ORD BT.