

CONSULTA PÚBLICA 113

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário

SETOR ELÉTRICO

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ATIVIDADE DO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO	5
2.1	Proveitos do Agregador de Último Recurso	5
2.1.1	Atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida	8
2.1.2	Atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.....	9
2.2	Tarifas da atividade do Agregador de Último Recurso	12
3	ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AGREGADOR	17
3.1	Proveitos do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador	17
3.2	Tarifas do OLMCA.....	20
4	CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL ...	27
4.1	Parcelas da Tarifa de Uso Global do Sistema e CIEG	27
4.2	Metodologia de repercussão dos CIEG na parcela II da tarifa de UGS	32
4.3	Transferência intertemporal de CIEG	56
4.4	Medidas de contenção tarifária.....	58
5	PROJETOS DE INVESTIGAÇÃO CIENTÍFICA E DESENVOLVIMENTO EM ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS	61
5.1	Preços a aplicar nas ZLT	61
5.2	Repercussão de receitas provenientes de pagamentos das ZLT e projetos de inovação	64
6	ESTRUTURA TARIFÁRIA	67
6.1	Tarifas de acesso aplicáveis às Instalações de Armazenamento Autónomo	67
6.2	Tarifas de acesso aplicáveis às Instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo	72
6.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo através da RESP em caso de modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica	80
6.4	Procedimentos tarifários para a fixação de tarifas de acesso às redes de distribuição fechadas	83
6.5	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à Mobilidade Elétrica – Pontos de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT e AT	86
6.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelo Comercializador de Último Recurso	92
6.7	Faturação de Energia Reativa	94
7	PROVEITOS PERMITIDOS	97
7.1	Repercussão no RT do incentivo remuneratório previsto no RSRI	97
7.2	Mecanismos de remuneração de capacidade	98

7.3	Incentivo à otimização dos CAE	101
7.4	Financiamento da tarifa social.....	103
7.5	Outros temas	105
7.5.1	Ajustamento t-1 do CAPEX	105
7.5.2	Custos com serviços de flexibilidade	106
8	OBRIGAÇÕES DE REPORTE E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO	109
8.1	Operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso que atuam exclusivamente em BT.....	109
8.2	Informação a fornecer à ERSE pelas entidades Reguladas	110
9	ALTERAÇÕES DE ORGANIZAÇÃO E HARMONIZAÇÃO REGULAMENTAR.....	113
9.1	Disposições Iniciais e Finais	113
9.2	Harmonização do Regulamento tarifário com o Decreto Lei Regional 10/2023/M.....	114
9.3	Projetos Piloto	116
9.4	Princípios tarifários.....	119
9.5	Alteração do prazo para parecer do Conselho Tarifário a proposta de tarifas excepcionais.....	120

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento Tarifário (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, estabelece as disposições aplicáveis aos critérios, estrutura e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica, à determinação dos proveitos permitidos das atividades reguladas, e disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Ao nível da estrutura tarifária as principais alterações preconizadas visam concretizar as disposições legais decorrentes do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e a introdução de melhorias necessárias, com especial destaque para:

- a tarifa de referência que permite remunerar os produtores em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores, que sejam representados em mercado pelo agregador de último recurso;
- a eliminação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, passando a existir um preço regulado a pagar por comercializadores e agregadores cessionários;
- a nova metodologia de repercussão dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), em substituição da anterior metodologia prevista na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;
- as instalações autónomas de armazenamento ficam isentas do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para injeção na rede elétrica de serviço público (RESP);
- estabelecer no RT as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo, para consumo e para autoconsumo, e as respetivas deduções de CIEG previstas na legislação;
- alargar as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), aos pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em alta tensão (AT) e em muito alta tensão (MAT).

No que respeita aos proveitos permitidos, as alterações que se propõem introduzir no RT visam a adequação do quadro regulamentar ao novo quadro legal do setor elétrico nacional (SEN), com a atualização dos agentes intervenientes e suas designações, bem como do seu relacionamento, destacando-se as seguintes:

- concretizar as metodologias de definição dos proveitos permitidos do Agregador de Último Recurso (AUR), incluindo uma disposição transitória para que o comercializador de último recurso (CUR) desempenhe as atividades reguladas do AUR até à atribuição da respetiva licença;
- eliminar as disposições relativas ao incentivo à otimização da gestão dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e adotar uma metodologia de regulação por custos aceites para os custos de funcionamento do Agente Comercial;
- alterar a atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), evidenciando-se no RT que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA são recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS);
- prever a possibilidade de efetuar transferências intertemporais dos proveitos a recuperar relativos à repercussão de todos os CIEG.

Estas últimas alterações subentendem a revisão das interações implícitas entre os diferentes agentes abrangidos pelo RT, que, por sua vez, justificaram a inclusão das medidas de contenção tarifária ao nível do agregado dos proveitos referentes aos CIEG recuperados pela tarifa de UGS aplicada pelo operador da rede de distribuição (ORD), que está atualmente considerado ao nível dos proveitos permitidos ao CUR.

É igualmente incluído um conjunto de clarificações na redação do articulado e no tratamento de rubricas para efeito de definição dos proveitos permitidos, bem como de harmonizações com os demais regulamentos da ERSE e com a legislação recentemente publicada, como seja o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro. Destaca-se ainda a inclusão de uma disposição genérica sobre projetos-piloto, que visa apresentar os princípios base e harmonizar as regras gerais aplicáveis a este tipo de projetos, pelo que uma disposição semelhante é igualmente incluída noutros regulamentos da ERSE.

Nesta revisão do RT propõe-se, ainda, alterar o prazo para o Conselho Tarifário (CT) emitir parecer à proposta de fixação excecional de tarifas, de 30 dias contínuos para 10 dias úteis, um prazo que se considera mais adequado a contextos de urgência que justifiquem recorrer à fixação excecional de tarifas.

Finalmente, refira-se que algumas alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022 não foram tratadas nesta revisão regulamentar, por não estarem ainda reunidas todas as condições para a sua regulamentação. Nesta situação, destaca-se a criação do Gestor Integrado das Redes de Distribuição (GIRD), que futuramente unificará a gestão técnica das redes de distribuição em AT e em média tensão

(MT) e das redes de distribuição em baixa tensão (BT) ¹. No entanto, a ERSE não deixará de acompanhar o contexto legal e contratual associado ao GIRD, promovendo a adequação do quadro regulamentar quando se revelar necessário.

¹ As atividades do GIRD serão realizadas em regime de concessão, ainda não atribuída, e serão sujeitas à regulação da ERSE.

2 ATIVIDADE DO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO

2.1 PROVEITOS DO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO

RESUMO DA PROPOSTA

Alterar o RT para enquadrar e concretizar as metodologias de definição dos proveitos permitidos do Agregador de Último Recurso (AUR), incluindo uma disposição transitória para que o comercializador de último recurso (CUR) desempenhe as atividades reguladas do AUR até à atribuição da respetiva licença.

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 criou o quadro legal para o AUR [art.º 143.º e 148.º a 151.º], o qual tem como obrigação a aquisição de energia elétrica a três grupos de produtores:

- a) Produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, e que é remunerada a um preço livremente determinado em mercados organizados (abreviadamente designados neste documento por “produtores renováveis em mercado”);
- b) Produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;
- c) Autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP.

A energia elétrica adquirida pelo AUR é vendida em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados. A venda através de contratos bilaterais ou mecanismos regulados está sujeita a aprovação prévia pela ERSE, nos termos propostos na reformulação do Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

Importa referir que a aquisição e venda da energia elétrica aos produtores referidos nas alíneas a) e c) tem uma natureza supletiva, pelo que deverá ser feita pelo AUR apenas quando não exista oferta de agregadores de eletricidade em regime de mercado, ou quando o agregador que prestava esse serviço fique impedido de exercer a sua atividade, estando limitada a um período de quatro meses [DL 15/2022, art.º 148.º, n.º 3], nos termos propostos na reformulação do RRC.

No que respeita à aquisição e venda da energia elétrica aos produtores referidos na alínea b), corresponde, em termos práticos, ao CIEG relativo ao diferencial de custo com a aquisição de energia desses produtores, previsto na subalínea i), da alínea a), do número 2 do artigo 208.º.

O novo quadro legal do Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê ainda que, até à atribuição das novas licenças de comercialização de último recurso e de agregação de último recurso, seja o detentor da atual licença de comercialização a desempenhar as atividades do AUR [art.º 287.º e 288.º].

Nos termos do artigo 204.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o AUR é sujeito a regulação pela ERSE, a qual deverá assegurar o equilíbrio económico-financeiro desta entidade regulada, em condições de gestão eficiente [art.º 150.º].

No entanto, o AUR não se encontra definido no atual quadro regulamentar definido pela ERSE.

PROPOSTA

Propõe-se a inclusão no RT das disposições relativas à separação de atividades a considerar para efeitos do cálculo dos proveitos permitidos do AUR e a definição das respetivas metodologias de regulação.

Embora a venda de eletricidade pelo AUR pudesse ser feita para a produção sem separação pelos grupos de produtores que constituem a carteira do AUR [art.º 150.º, n.º 3], as especificidades e características de cada grupo de produtores levam a que a ERSE proponha a separação do cálculo de proveitos do AUR em duas atividades reguladas, para as quais se requer a separação de contas para efeitos de regulação.

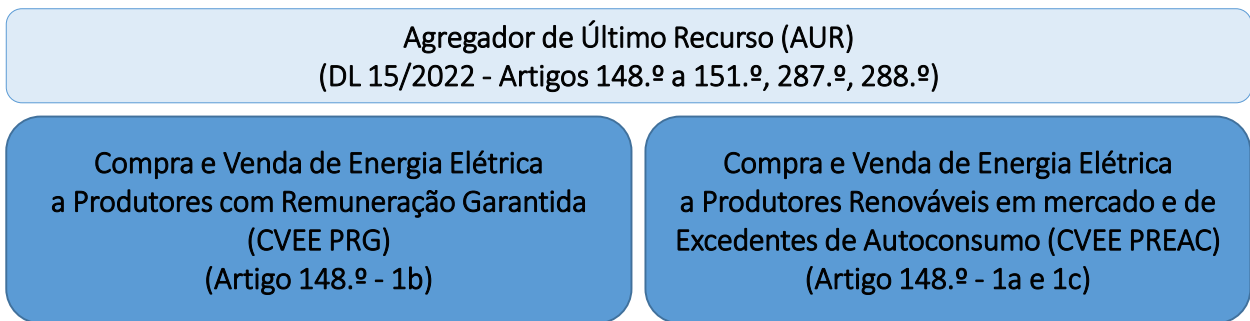
Por um lado, a atividade de compra e venda de energia elétrica aos produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração é equivalente à atual função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial do CUR. Os proveitos permitidos desta atividade, resultantes do diferencial de custo entre compra e venda desta produção, correspondem a um CIEG no quadro legal anterior, mantendo-se essa classificação de CIEG no quadro do Decreto-Lei n.º 15/2022, embora transitando do CUR para o AUR. Esta particularidade, que não se verifica para os outros dois grupos de produtores, conduz à proposta de criação de uma atividade regulada no AUR dedicada, que se propõe designar de “Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida” (CVEE PRG).

Por outro lado, a aquisição de energia pelo AUR a produtores renováveis em mercado e dos excedentes de autoconsumo terá uma elevada volatilidade, decorrente da volatilidade da “carteira” de produtores destes

grupos que, na letra da lei, terão um período máximo de contratualização com o AUR de quatro meses. Apesar das diferentes características das aquisições a produtores renováveis em mercado (menos produtores, maior capacidade por produtor, perfis de produção mais facilmente previsíveis) e dos excedentes de autoconsumo (grande número de produtores, muito pequena dimensão, perfis de produção difíceis de prever), entende-se que o efeito quantidade da “carteira” será importante para as estratégias de venda da energia proveniente destes grupos de produtores. Assim, propõe-se a criação de uma atividade regulada que agregue a aquisição e venda de energia elétrica dos produtores previstos nas alíneas a) e c) do número 1 do artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, cuja designação será “Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em mercado e de Excedentes de Autoconsumo” (CVEE PREAC).

A figura seguinte ilustra as atividades reguladas que se propõem para o AUR, para as quais serão obtidos proveitos permitidos de forma desagregada. Para este efeito será necessária a separação de contas para estas duas atividades, nomeadamente dos custos de aquisição de energia, das receitas de venda de energia e dos custos de funcionamento. Para esta última rubrica, propõe-se uma metodologia de regulação por custos aceites, que para cada uma das atividades contemplará com uma componente de custos com capital (amortizações e remuneração do ativo líquido) e outra de custos de exploração aceites para efeitos de regulação. Conforme referido no ponto 2.2, os produtores agregados na atividade de CVEE PREAC suportarão, total ou parcialmente, os custos de funcionamento desta atividade.

Figura 2-1 - Atividades reguladas do AUR para efeitos da definição de proveitos



2.1.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

A Figura 2-2 apresenta esquematicamente as rubricas que permitem obter os proveitos a recuperar pela atividade de CVEE PRG do AUR, que são semelhantes às que ocorrem com a atividade de CVEE PRE do CUR no RT em vigor.

Salienta-se, contudo, o facto do Decreto-Lei n.º 15/2022 revogar o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, que determina a separação, para efeitos da repercussão tarifária, existente atualmente para os proveitos da atividade de CVEE PRE do CUR, entre a PRE1 e a PRE2². Por este motivo, a formulação de proveitos da atividade de CVEE PRG do AUR apresenta o diferencial de custo da produção com remuneração garantida de forma agregada, sem prejuízo de se manter um reporte de informação que preveja a desagregação, por tecnologias, de quantidades e de custos da energia adquirida aos produtores com remuneração garantida. Esta desagregação é relevante para o cálculo de tarifas em que há isenção dos CIEG relativos ao diferencial de custo da produção com remuneração garantida de origem renovável e não renovável (ver discussão das isenções tarifárias no Quadro 4-9 no ponto 4.2).

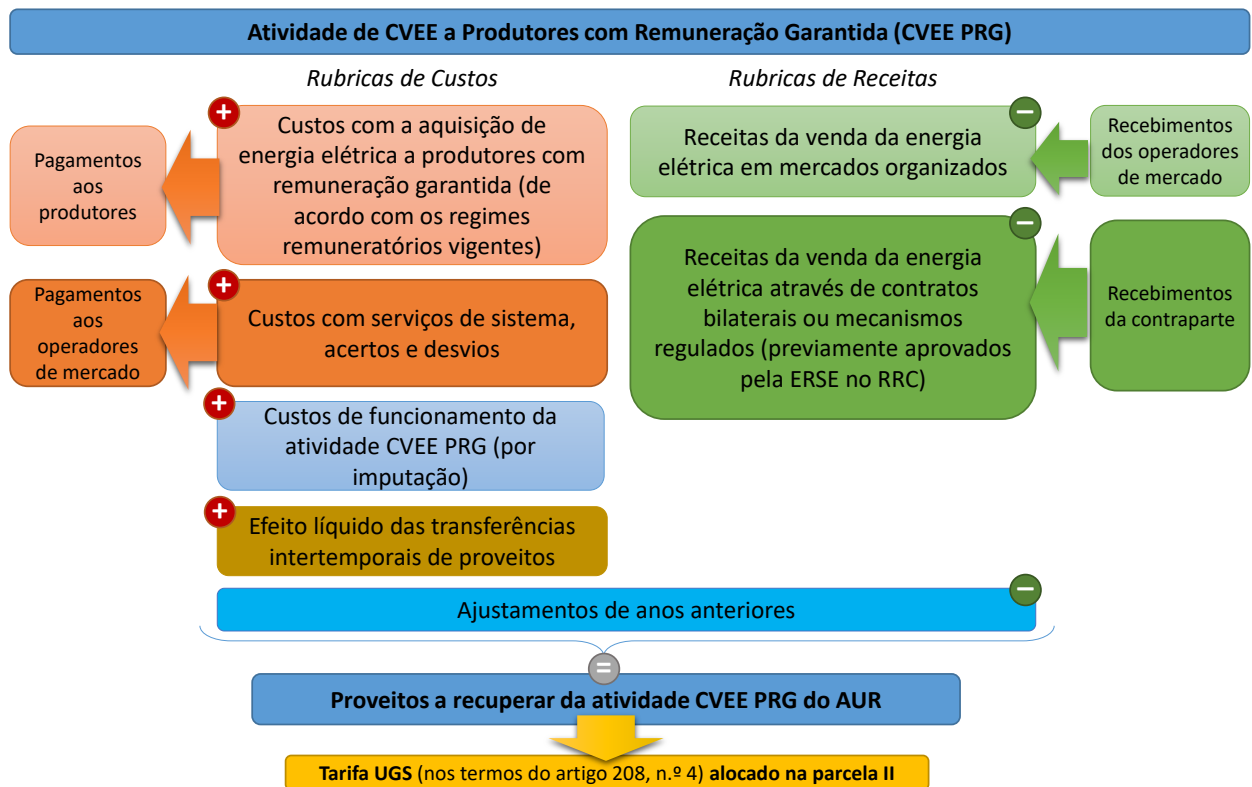
Para além dos custos de aquisição de energia elétrica aos produtores, das receitas de venda nos vários referenciais previstos na legislação e dos custos de funcionamento, serão ainda considerados no apuramento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG:

- os custos com serviços de sistema, acertos e desvios imputáveis ao grupo de produtores representados nesta atividade, que, por força dos respetivos regimes remuneratórios, não são suportados pelos produtores;
- o valor líquido das parcelas referentes às transferências intertemporais (montantes dos diferimentos de anos anteriores sob forma de anuidades financeiras, deduzidos do diferimento do ano de definição das tarifas), decorrente da aplicação do n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, por se estar na presença de um CIEG (ver ponto 4.3 deste documento);
- os ajustamentos de anos anteriores dos proveitos da atividade de CVEE PRG.

² A PRE1 refere-se a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio e a PRE2 refere-se aos restantes produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

Ao contrário do que acontece atualmente com a atividade de CVEE PRE do CUR, o cálculo dos proveitos a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR não considera a dedução de medidas de contenção tarifária, uma vez que, na presente reformulação do RT, a ERSE opta por repercutir estas medidas ao nível dos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, como explicitado no ponto 4.1 deste documento.

Figura 2-2 - Atividade de CVEE PRG do AUR – Diagrama de custos e receitas



2.1.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES RENOVÁVEIS EM MERCADO E DE EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO

A Figura 2-3 apresenta esquematicamente as rubricas que permitem obter os proveitos a recuperar pela atividade de CVEE PREAC do AUR.

Nesta atividade, as aquisições de energia elétrica aos produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo são efetuadas aplicando as tarifas de referência a definir pela ERSE, nos termos estabelecidos no ponto 2.2 deste documento. Tal como na atividade de CVEE PRG, as receitas de venda da

energia adquirida na atividade de CVEE PREAC resultarão da participação em mercados organizados, mas também de contratos bilaterais celebrados pelo AUR ou de mecanismos regulados aplicáveis, que em ambos os casos deverão ter aprovação prévia da ERSE.

No caso da atividade de CVEE PREAC, os custos de funcionamento serão repercutidos, total ou parcialmente, nos produtores renováveis em mercado ou autoconsumidores que contratem com o AUR a compra e venda de energia, através dos encargos deduzidos no cálculo da tarifa de referência a pagar a estes produtores. Adicionalmente, estes encargos incluirão também uma imputação aos produtores dos custos com desvios de programação, acertos e *fees* de participação do AUR nos vários referenciais de mercado em que venderá a energia adquirida a estes produtores (ver ponto 2.2 deste documento).

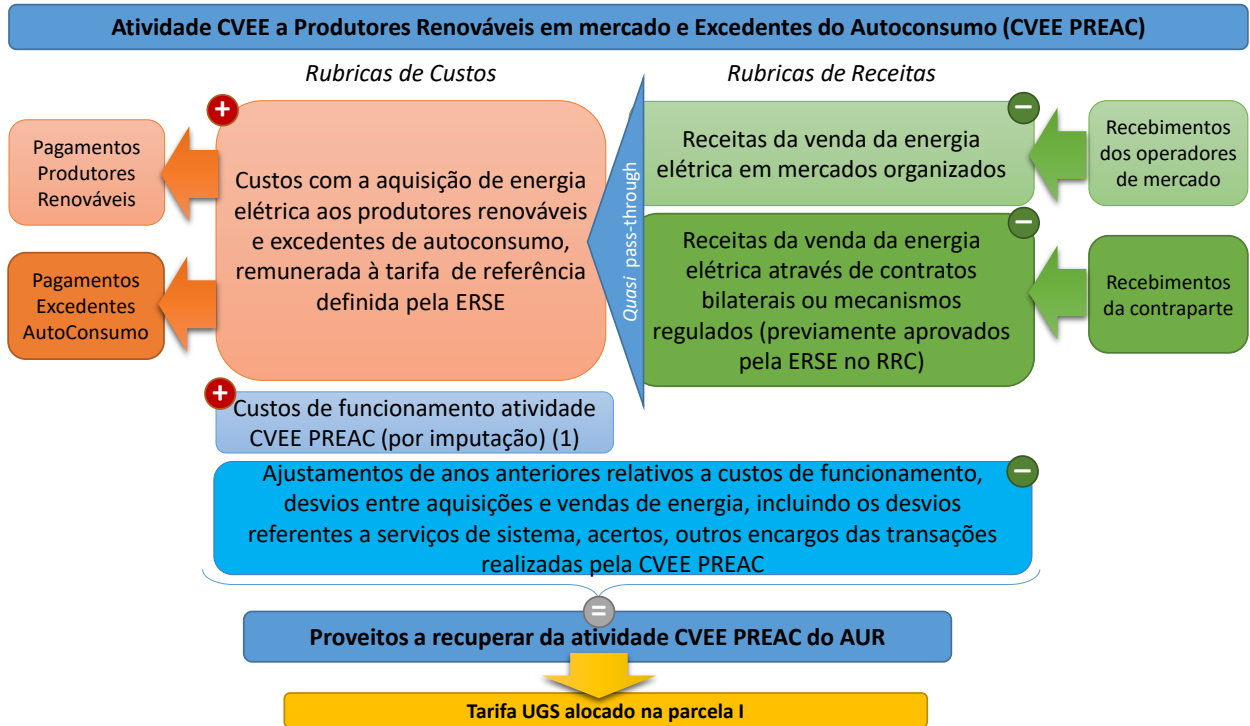
Refira-se que esta componente de encargos a refletir nas tarifas de referência para a remuneração dos dois grupos de produtores englobados pela atividade de CVEE PREAC será determinada com base em informação previsional, havendo necessidade de assegurar o ajustamento com base em valores reais em anos subsequentes.

Por não ser um CIEG à luz do Decreto-Lei n.º 15/2022 e a ERSE não o ter classificado como tal no RT, o apuramento dos proveitos a recuperar em cada ano pela atividade de CVEE PREAC não considera a possibilidade de transferência intertemporal.

De forma resumida, os proveitos a recuperar na atividade de CVEE PREAC do AUR corresponderão à diferença, incluindo ajustamento de anos anteriores, entre os custos associados à aplicação das tarifas de referência das aquisições de energia e as receitas das vendas dessa energia que forem efetivamente obtidas, deduzida dos custos de funcionamento e dos custos inerentes à venda da energia efetivamente ocorridos que são imputados à atividade, isto é, que não são imputados aos produtores.

Pela sua natureza, em especial por não constituir um CIEG (vide ponto 4.1), a ERSE propõe a recuperação dos proveitos da atividade de CVEE PREAC através da parcela I da tarifa de UGS, representando uma socialização deste custo por todos os consumidores.

Figura 2-3 - Atividade de CVEE PREAC do AUR – Diagrama de custos e receitas



Nota: (1) Inclui a totalidade dos custos de funcionamento, que pode estar total ou parcialmente deduzido às receitas com as tarifas de referência pagas aos produtores.

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, até à atribuição das novas licenças de agregação de último recurso e de comercialização de último recurso, o atual detentor da licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental (SU Eletricidade S.A.) desenvolverá as atividades do AUR [art.º 287.º e 288.º]. Neste sentido, foram incluídas disposições transitórias no RT para que o normativo previsto para as atividades reguladas do AUR seja aplicável ao atual CUR.

Neste período transitório até à atribuição das novas licenças, o artigo 288.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 impõe uma limitação da potência de ligação a 1 MW dos produtores renováveis em mercado que podem contratar o serviço de agregação com o AUR, pelo que esta particularidade foi inserida na disposição transitória do RT relativa à atividade de CVEE PREAC. Deste modo, a atividade de CVEE PREAC do AUR a desenvolver transitoriamente pelo atual CUR tem equivalência com a atual atividade de facilitador de mercado, com a particularidade de passar a ser uma atividade regulada, cujos proveitos permitidos têm repercussão tarifária.

Face ao exposto, a ERSE propõe as seguintes alterações ao RT:

1. Criar as atividades reguladas do AUR, através da introdução do artigo 11.º-A e alteração do artigo 3.º.
2. Definir as metodologias de cálculo dos proveitos permitidos das atividades do AUR, através da introdução dos artigos 133.º-A e 133.º-B.
3. Definir a forma de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR, através da alteração dos artigos 114.º e 115.º.
4. Definir a forma de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do AUR, através da alteração do artigo 120.º.
5. Definir os requisitos de informação a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso, através da introdução dos artigos 198.º-A, 198.º-B e 198.º-C.
6. Eliminar o artigo 127.º relativo à separação em funções da atividade de CVEE do CUR e as disposições específicas para a função CVEE PRE do CUR [artigos 128.º e 196.º].
7. Adaptar os artigos 11.º, 129.º e 195.º relativos à atividade de CVEE do CUR, que passa a designar-se atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes.
8. Introduzir as disposições para que as atividades do AUR sejam desempenhadas transitoriamente pela entidade que atualmente detém a licença de comercializador de último recurso [art.º 228.º-B].

2.2 TARIFAS DA ATIVIDADE DO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO

RESUMO DA PROPOSTA

Integrar no RT a tarifa de referência que permita remunerar os produtores de energia renovável em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores, que sejam representados em mercado pelo agregador de último recurso (AUR). A proposta adota o regime remuneratório previsto anteriormente para o facilitador de mercado (transitoriamente atribuído ao CUR), em que o preço de energia horário no OMIE é repercutido de acordo com o perfil horário de produção, líquido dos custos com os desvios em mercado (*pro rata*) e de um encargo fixo a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação. Os ajustamentos de proveitos pelo serviço de intermediação serão socializados através da tarifa de Uso Global do Sistema.

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece que nas situações de aquisição supletiva pelo agregador de último recurso, tanto a produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, como a autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP, aplicam-se as tarifas de referência definidas pela ERSE [art.º 148.º, n.º 2].

A eletricidade adquirida pelo AUR deve ser colocada em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados, em ambos os casos previamente aprovados pela ERSE, nos termos estabelecidos no RRC [art.º 150.º, n.º 2, al. a)].

Transitoriamente, até que seja atribuída a licença de AUR, cabe ao CUR assegurar a aquisição de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, desde que a potência de ligação atribuída não exceda 1 MW, incluindo o excedente de autoconsumo [art.º 288.º, n.º 1 e n.º 2]. Nesse âmbito, a remuneração dessa energia é determinada pela expressão seguinte [art.º 288.º, n.º 5]:

$$Rm_{i,m} = En_{i,m} \times Pr_{MIBEL-PT,m} - Enc_{i,m}$$

Em que:

- $Rm_{i,m}$ remuneração da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no mês m , em Euros,
- $En_{i,m}$ energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no mês m , em kWh,
- $Pr_{MIBEL-PT,m}$ média aritmética simples dos preços horários de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, publicados pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol (OMIE), ajustada ao perfil de produção do produtor i , relativos ao mês m , em euros por kWh,
- $Enc_{i,m}$ encargos, nos termos definidos pela ERSE, suportados com a representação em mercado do produtor i , nomeadamente os desvios à programação, devido à participação na área portuguesa do MIBEL, as tarifas de acesso às redes e outros encargos, relativos ao mês m , em Euros,
- m mês a que se refere a contagem da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i .

A figura de AUR, introduzida pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, vem substituir a de facilitador de mercado, criada aquando da sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 15 de fevereiro, realizada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. O Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, estabeleceu, em norma transitória, que enquanto não for atribuída a licença de facilitador de mercado, o CUR, com atribuições à escala do Continente, atua em regime de substituição daquele agente [art.º 8.º, n.º 1]. A fórmula de remuneração estabelecida nessa situação [art.º 8.º, n.º 4] é idêntica à agora estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 15/2022.

No contexto de atuação do CUR como facilitador de mercado, a ERSE, através da [Diretiva n.º 5/2021](#), de 24 de fevereiro, aprovou a definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do Decreto-Lei n.º 76/2019. A parcela de encargos é determinada pela expressão [anexo I, art.º 2, n.º 1]:

$$Enc_{PREi,m} = Enc_{PREi,m}^{fixo} + Enc_{PREi,m}^{variável}$$

Em que:

$Enc_{PREi,m}$	encargos suportados com a representação em mercado do produtor i , relativos ao mês m , em Euros,
$Enc_{PREi,m}^{fixo}$	componente fixa que cobre os encargos gerais de operação, relativos mês m , em Euros,
$Enc_{PREi,m}^{variável}$	componente variável que cobre os desvios à programação e outros encargos, quando existentes, ³ relativos mês m , em Euros,

A componente fixa considera o valor de potência inscrita no contrato entre o CUR e o produtor i multiplicado por um valor de referência, em Euros por kW, a atualizar anualmente pela ERSE e a publicar com as tarifas do ano em que vigora [anexo I, art.º 2, n.º 2 e 3]. Atualmente, o valor de referência corresponde a 0,026 euros/kW/mês.

³ A Diretiva refere, adicionalmente, a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores. Esta tarifa foi eliminada aquando da reformulação do RT, no âmbito da [Consulta Pública n.º 101](#). Por esse motivo, a parcela correspondente não é apresentada.

A componente variável é determinada com base nas liquidações mensais pelo Gestor Global do Sistema Elétrico Nacional, com uma distribuição *pro rata* pela energia da unidade de programação específica para a venda em mercado da energia adquirida [anexo I, art.º 2, n.º 4 e 5].

PROPOSTA

A proposta da ERSE consiste em integrar no RT a tarifa de referência que permita remunerar os produtores de energia renovável em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores. Para tal, propõe-se adotar, para cálculo da remuneração, uma formulação idêntica à prevista para o CUR na sua atuação em regime de substituição do facilitador de mercado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006⁴, incluindo os encargos conforme estabelecidos na Diretiva n.º 5/2021, da ERSE.

De assinalar que esta proposta de tarifa de referência do AUR corresponde a fazer um *pass through* dos preços verificados no mercado diário (preços horários médios, ponderados pelo perfil de produção de cada instalação), líquido dos encargos com os desvios à programação e outros suportados pela unidade de programação específica que vende a energia em mercado (alocação *pro rata* pela energia). Há ainda uma componente fixa de encargos, a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação prestado.

Quanto a eventuais ajustamentos de proveitos do AUR, decorrentes tanto de diferenças entre a remuneração obtida pelo AUR através colocação da energia adquirida e a remuneração paga aos produtores, como do serviço de intermediação, estes serão socializados através da sua consideração na tarifa de Uso Global do Sistema.

⁴ Conforme referido anteriormente, esta é também a fórmula adotada para a situação, transitória, em que o CUR assegura a aquisição de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis até à atribuição da licença de AUR (embora a um conjunto mais restrito de instalações), no âmbito do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

9. Introdução das tarifas de referência do agregador do último recurso.
10. As tarifas de referência do agregador do último recurso proporcionam uma remuneração da aquisição supletiva a produtores que é idêntica à prevista anteriormente para a atuação transitória do CUR em substituição do facilitador de mercado.
11. Aditamento dos artigos 26.º-A, 111.º-A e 181.º-A.

3 ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AGREGADOR

3.1 PROVEITOS DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E DE AGREGADOR

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se alterar a atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA). Decorrente do estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, propõe-se evidenciar no RT que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA são recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela tarifa de UGS.

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, estabeleceu o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás (SNG), já previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 30/2006, ambos de 15 de fevereiro.

A ADENE começou a desenvolver, em 2018, a atividade de OLMC para os setores elétrico e do gás natural. Em 2019, a ADENE foi reclassificada como Entidade Pública Reclassificada (EPR), tendo sido incluída no perímetro orçamental do estado, com efeitos a partir de 2020.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, a figura do OLMC passou a integrar o operador logístico de mudança de agregador, sendo atualmente denominado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), com o regime constante dos artigos 152.º a 158.º e do artigo 292.º.

PROPOSTA

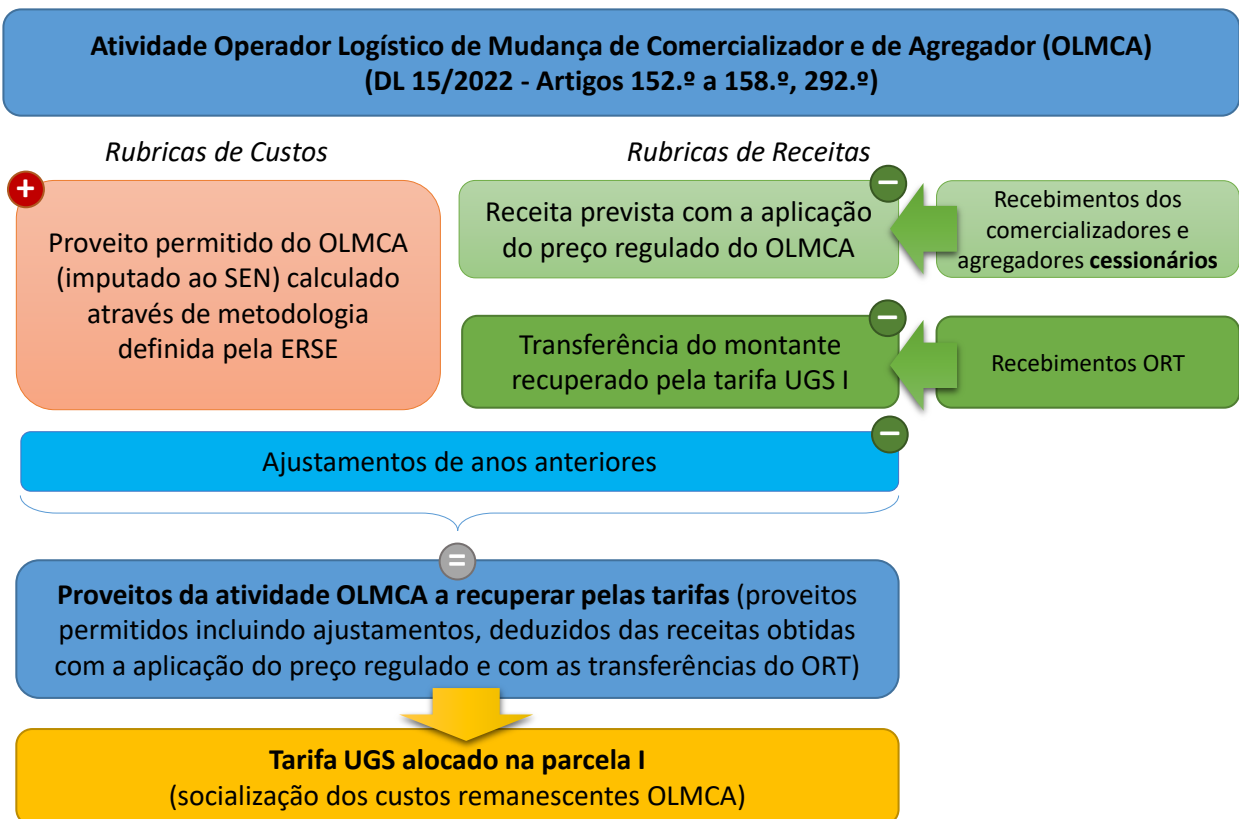
Além da alteração do nome da atividade no RT e no RRC, o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece no n.º 3 do artigo 156.º que as receitas do OLMCA deverão ser o *“preço estabelecido pela ERSE correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários”, e “supletivamente, as tarifas de eletricidade”*.

Deste modo, a transposição no RT das disposições do Decreto-Lei n.º 15/2022 implica o desenho e calibração de um modelo híbrido de recuperação dos custos, quer para o setor elétrico, quer para o setor do gás.

O modelo híbrido de recuperação de custos assentará na recuperação dos custos, principalmente por via das receitas geradas pelo estabelecimento de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários. Complementarmente, os custos não recuperados por estas receitas deverão ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS (tendo em conta a respetiva eliminação da tarifa autónoma de OLMC - ver ponto 3.2) paga por todos os consumidores de energia elétrica, o que permite a socialização do remanescente dos custos do OLMCA. Este modelo reflete, primeiramente, os custos gerados pelos utilizadores nos respetivos agentes e distribui a diferença restante pelos consumidores.

As rubricas que permitem determinar a recuperação dos proveitos da atividade de OLMCA são ilustradas na figura seguinte.

Figura 3-1 - Atividade de OLMCA – Diagrama de custos e receitas



A partir de 2018 a ERSE definiu um nível de custos totais (TOTEX⁵), para a atividade de OLMC no setor elétrico, a aceitar para o período de regulação de 2018 a 2020 que evoluía com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X⁶, tendo esta metodologia sido estendida até ao final de 2021. A ERSE decidiu manter esta metodologia para o período de regulação de 2022-2025.

Complementarmente às alterações decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE propõe que a metodologia de regulação do OLMCA seja por incentivos aplicada aos custos totais, incluindo uma componente fixa e uma componente variável, que poderão variar em função de fatores de eficiência, a definir previamente, bem como da evolução do deflator do produto interno bruto (PIB).

Analogamente, a alteração dos custos e receitas da atividade de OLMCA no setor elétrico deverá ser adaptada ao setor do gás, mantendo-se a separação contabilística entre a atividade de OLMCA entre setores, com a consequente definição de regras de imputação dos custos por setor adaptadas à nova realidade (atualmente as regras implicam uma repartição de 80% para o setor elétrico e 20% para o setor do gás).

Adicionalmente, deve-se estabelecer, em disposição transitória, que as funções da atividade do OLMCA definidas no RT deverão ser desempenhadas pelo atual detentor da licença de OLMC, até à data de atribuição de licença de OLMCA.

Por último, a pormenorização e discriminação da informação necessária à repartição de custos e proveitos da atividade deverá obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

⁵ Do inglês, Total Expenditures.

⁶ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (IPIB), medido pela variação terminada no final do primeiro semestre do ano t-1, deduzido do fator de eficiência X aplicado aos custos aceites da atividade no período de regulação

Face ao exposto, a ERSE propõe:

12. Alterar as designações e definições de Operador Logístico de Mudança de Comercializador para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador [artigos 3.º e 8.º].
13. Alterar a metodologia de recuperação de custos do desempenho da atividade, definindo, em particular, a metodologia de recuperação dos proveitos permitidos a recuperar por aplicação de preço regulado e da tarifa, através de alterações dos artigos 113.º, 114.º, 115.º, 119.º e 124.º.
14. Alterar o reporte da informação a enviar à ERSE pela entidade responsável pelo OLMCA [art.º 189.º].
15. Introduzir as disposições para que as atividades do OLMCA sejam desempenhadas transitoriamente pela entidade que atualmente detém a licença de operador logístico de mudança de comercializador [art.º 228.º-A].

3.2 TARIFAS DO OLMCA

RESUMO DA PROPOSTA

Eliminar a **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa OLMC)** enquanto tarifa autónoma. Em contrapartida, uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador e agregador são recuperados através de um **preço regulado**, a pagar por comercializadores e agregadores cessionários, dispensando o seu pagamento no caso das entradas diretas no mercado. Supletivamente, a outra parte será recuperada na **parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema**, a pagar pelos consumidores do SEN.

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 revoga o [Decreto-Lei n.º 38/2017](#), de 31 de março, o qual estabelecia o regime jurídico aplicável à atividade de operação logística de mudança de comercializador (OLMC) no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), e define o novo enquadramento jurídico. O novo regime jurídico alarga o âmbito da atividade de operação logística de mudança de comercializador (OLMC), passando a corresponder à atividade de operação logística de mudança de comercializador e de agregador (OLMCA).

Por isso, para além da mudança de comercializador, a atividade passa a abranger igualmente o processo de mudança de agregador. Na mudança de comercializador, o universo dos requerentes inclui os consumidores, detentores de instalações de utilização. Na mudança de agregador, o universo de requerentes é superior, incluindo para além dos consumidores, também produtores, autoconsumidores e titulares de uma instalação de armazenamento, como se ilustra no Quadro 3-1.

Quadro 3-1 - Universo dos requerentes dos serviços de mudança de comercializador e de agregador

Mudança de comercializador	Mudança de agregador
Consumidores	Consumidores
	Produtores
	Autoconsumidores
	Titulares de uma instalação de armazenamento

O novo regime também introduz alterações ao modelo de financiamento da atividade. No regime jurídico anterior, as receitas do OLMC podiam resultar de três instrumentos: (1) receitas próprias da entidade incumbida do exercício da atividade ⁷, (2) taxa paga pelo comercializador cessionário e (3) tarifas de eletricidade e de gás natural. Realça-se que o segundo instrumento, a fixar por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, nunca foi implementado. Em contrapartida, a ERSE estabeleceu uma tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, incluída na tarifa de Acesso às Redes de cada vetor energético (eletricidade e gás).

No novo regime jurídico do OLMCA, o n.º 3 do artigo 156.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 define que as receitas do OLMCA resultam de dois instrumentos, nomeadamente:

1. O preço estabelecido pela ERSE, correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários;
2. Supletivamente, as tarifas de eletricidade.

No caso do primeiro instrumento, realça-se que o comercializador ou agregador cessionário é aquele que recebe o requerente da mudança. Destaca-se, ainda, que o novo regime jurídico mantém a gratuidade do

⁷ Nos termos do artigo 2.º do DL 38/2017, a entidade incumbida do exercício da atividade de OLMC é a ADENE.

processo de mudança para o requerente, alargando a gratuidade também aos processos de mudança de agregador.

Por fim, é de referir que a tarifa OLMC a aplicar aos fornecimentos de energia elétrica tem uma expressão reduzida, ao ponto de poder traduzir-se em preços nulos em vários níveis de tensão, tendo em conta as casas decimais publicadas para a potência contratada em euros por kW por dia ⁸.

PROPOSTA

De forma a refletir o novo regime jurídico do OLMCA, em particular em matéria de recuperação das receitas do OLMCA, propõe-se estabelecer um novo preço regulado, referente à intermediação do OLMCA nos processos de mudança de comercializador e de agregador, a pagar pelos comercializadores e agregadores cessionários, isto é, os agentes que captam novos clientes. Adicionalmente, propõe-se que as receitas que não sejam recuperadas pelo preço regulado sejam recuperadas através da tarifa de Acesso às Redes a aplicar a todos os consumidores, em particular através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Ou seja, propõe-se que deixe de existir uma tarifa autónoma na tarifa de Acesso às Redes para os custos deste operador. A alteração está ilustrada na Figura 3-2.

Figura 3-2 - Alteração na recuperação das receitas



O novo preço regulado será aplicado a todos os processos de mudança ativados na plataforma do OLMCA, em que exista um comercializador ou agregador cessionário. No caso dos comercializadores, o preço

⁸ Nas tarifas do setor elétrico para o ano de 2023 o preço de potência contratada da tarifa de OLMC, em euros por kW por dia, é nulo para MAT, AT, MT e BTE. Em BTN o valor é de 0,0001 euros por kW por dia.

aplicar-se-á às mudanças de comercializador ativas, nomeadamente às captações de clientes que os comercializadores de mercado efetuam na carteira dos CUR, às situações em que os clientes mudam entre dois comercializadores em mercado, e ainda aos regressos legalmente permitidos a fornecimento pelos CUR. Em caso de cessações ou denúncias de contrato sem outro comercializador que o substitua (saídas diretas), ou de captação de contratos relativos a instalações anteriormente sem abastecimento de eletricidade (entradas diretas), não haverá lugar a um pagamento. No caso de contratos duais, que incluem os fornecimentos de eletricidade e gás natural, e por equiparação com as mudanças necessárias no caso de fornecimentos individuais de cada vetor energético, o preço regulado será devido separadamente para cada vetor energético.

No caso da mudança de agregador a aplicação ocorrerá de forma análoga a todos os processos de mudança de comercializador, excluindo-se também aqui do pagamento as entradas diretas e as cessações ou denúncias de contrato.

No caso da proposta de não aplicar o preço regulado às entradas diretas, importa ouvir os participantes na consulta pública sobre se consideram a mesma adequada para um bom funcionamento do mercado.

A alteração agora proposta implica que o OLMCA passa a relacionar-se comercialmente com o Operador da Rede de Transporte e com os comercializadores e agregadores. No primeiro caso, o OLMCA fará uma faturação mensal ao Operador da Rede de Transporte, no caso da energia elétrica, nos termos do RT, de forma a ser transferido o montante incluído na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. No segundo caso, o OLMCA fará uma faturação mensal a cada comercializador e agregador, por aplicação do preço regulado ao número de mudanças no mês.

A determinação do preço regulado e da parcela a recuperar através das tarifas de Acesso às Redes deve respeitar um conjunto de condições. Em primeiro lugar, o preço do serviço regulado deve ser fixado em valores que evitem uma recuperação em excesso de receitas face aos proveitos permitidos do OLMCA. Caso contrário, isso levaria a ajustamentos favoráveis aos consumidores no geral, o que em última instância iria significar que se tinha criado um preço excessivamente alto para o processo de mudança, e cujo valor em excesso seria socializado por todos os consumidores. Em segundo lugar, pretende-se que o preço do serviço regulado seja estável no tempo e que não observe anualmente variações significativas. Em função do nível de proveitos permitidos do OLMCA, a variação dos proveitos permitidos entre anos poderia ser refletida na parte recuperada através das tarifas de eletricidade aplicadas ao consumo.

Outro fator a ter em conta no processo de fixação das tarifas e preços desta atividade refere-se à estabilidade das receitas com cada instrumento. A recuperação nas tarifas de eletricidade, e a consequente fixação de uma transferência mensal programada do Operador da Rede de Transporte para o OLMCA, representará uma fonte de receitas mais estável para o OLMCA, quando comparada com o preço regulado, que em última instância irá depender da intensidade de mudança em cada mês e cada ano.

Não obstante a definição do preço do serviço regulado deva ser objeto de discussão no âmbito de uma proposta de tarifas e preços, importa ilustrar a materialidade que o preço poderá vir a assumir. Assumindo diferentes percentagens dos proveitos permitidos do OLMCA a recuperar através do preço do serviço regulado, apresentam-se, com base nos valores da aprovação das Tarifas do Setor Elétrico para o ano de 2023, o intervalo de valores para o preço regulado e para os custos a recuperar na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 3-3 - Simulação dos valores unitários para a recuperação das receitas do OLMCA

	Percentagem dos proveitos permitidos do OLMCA a recuperar com o preço regulado		
	25%	50%	75%
Preço regulado, em Euros	0,44	0,87	1,31
Valor a recuperar na tarifa UGS (parcela I), em EUR/kWh	0,000018	0,000012	0,000005

Nota: A simulação assume valores da aprovação das Tarifas do Setor Elétrico para 2023, complementado por uma expectativa do número de mudanças de comercializador (657 mil por ano) ⁹.

É de referir que alterações análogas serão implementadas do lado do setor do gás, tendo em conta que o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece que as regras aplicáveis ao setor elétrico são igualmente aplicáveis ao Setor Nacional do Gás (SNG), com as devidas adaptações ¹⁰.

Por fim, a inclusão dos custos associados à anterior tarifa de OLMC na tarifa de Uso Global do Sistema não apresenta incompatibilidades com a [Lei n.º 5/2019](#), de 11 de janeiro, relativa ao regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor. O artigo 8.º estabelece no número 1 os elementos necessários a constar das faturas de eletricidade, da qual não consta o valor relativo à operação logística de mudança de comercialização, mas sim a tarifa de acesso às redes, em base total e

⁹ Obtido através dos valores reportados no [Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade](#), da ERSE, sobre as mudanças registadas no ano de 2022.

¹⁰ DL 15/2022, artigo 152.º, n.º 6.

desagregada. Assim, a inclusão dos valores da atividade de OLMC na tarifa de Uso Global do Sistema, não impede o cumprimento deste requisito legal.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

16. Eliminar a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa OLMC) enquanto tarifa autónoma. Em contrapartida, uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador e agregador são recuperados através de um preço regulado, a pagar por comercializadores e agregadores cessionários, dispensando o seu pagamento no caso das entradas diretas no mercado. Supletivamente, a outra parte será recuperada na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a pagar pelos consumidores do SEN.
17. No RT, implica a eliminação dos seguintes artigos no RT: 22(l), 25(8), 88, 89, 90, 166, 192(1)(c), 192(2)(c), 197(1)(d), 197(2)(d). Resulta também na alteração dos seguintes artigos: 27(3), 28(5), 36(2), 37(2), 67(2), 70(3), 172(3), 176(1), 179(1), 189 e 190(3). Provoca alterações nos seguintes quadros: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8 e 9. Determina a criação de um novo artigo 111.º-B para o preço regulado a estabelecer pela ERSE.
18. No RRC, tem implicações na Subsecção IV da Secção VII do Capítulo III, relativa ao relacionamento comercial do Operador Logístico de Mudança de Comercializador.

4 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

4.1 PARCELAS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA E CIEG

RESUMO DA PROPOSTA

A parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema passa a integrar todos os custos de política energética, de sustentabilidade e de Interesse Económico Geral (CIEG). A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema mantém os custos associados à gestão global do sistema, assim como os restantes custos não associados a CIEG.

ENQUADRAMENTO

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) correspondem aos encargos decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental e, por configurarem um desígnio coletivo, social e de interesse geral, são suportados por todos os consumidores [art.º 208.º, n.º 1].

O Decreto-Lei n.º 15/2022 enumera quais os encargos que são considerados CIEG [art.º 208.º, n.º 2] e estabelece, ainda, que podem existir outros, desde que listados como tal no RT ou, ainda, novos CIEG que venham a ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia [art.º 208.º, n.º 3].

Quadro 4-1 - Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), cf. o Decreto-Lei n.º 15/2022 [art.º 208.º]

Diferencial de custo da produção renovável com remuneração garantida ou outros regimes de apoio	«O diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração» [n.º 2, al. a), subal. i)]
Diferencial de custo dos CAE e do CMEC	«O diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) vigentes e os encargos decorrentes dos CMEC [custos de manutenção do equilíbrio contratual]» [n.º 2, al. a), subal. ii)]
Mecanismos de capacidade	«Os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, nos termos do artigo 100.º» [n.º 2, al. a), subal. iii)]
Diferencial de custo com a convergência tarifária das RA	«Os apoios associados às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, designadamente o diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional continental e aquelas Regiões» [n.º 2, al. b)]
PPEC	«Os apoios associados à eficiência energética, designadamente os encargos provenientes dos planos de promoção da eficiência no consumo, nos termos do artigo 215.º» [n.º 2, al. c)]
Medidas de sustentabilidade de mercados	«Os apoios associados à liberalização dos mercados de eletricidade, designadamente os montantes respeitantes à sustentabilidade dos mercados e os sobreprojeitos decorrentes da extinção das tarifas reguladas ou transitórias» [n.º 2, al. d)]
Terrenos do domínio público hídrico Rendas pagas aos municípios	«Outros apoios, designadamente os encargos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico e as rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT [baixa tensão]» [n.º 2, al. e)]
Outros CIEG no RT Outros CIEG estabelecidos pelo Governo	CIEG classificados como tal no RT e novos CIEG que possam ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia [n.º 3]

Os CIEG incidem sobre todos os consumidores através da repercussão na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), com exceção dos encargos relativos às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, que são repercutidos na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT [art.º 208.º, n.º 4].

De acordo com o RT atual, a tarifa de UGS é composta por duas parcelas:

- a parcela I, que permite recuperar os custos de gestão do sistema;

- a parcela II, que permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

Conforme se explicita no quadro seguinte, os custos incluídos atualmente na parcela II equiparam-se aos mencionados no artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, com exceção dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos com a ERSE, dos custos com a Autoridade da Concorrência e dos custos com a concessionária da Zona Piloto destinada à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas.

Quadro 4-2 - Comparação dos custos incluídos atualmente na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema com os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), cf. o Decreto-Lei n.º 15/2022 [art.º 208.º]

Atualmente na parcela II da UGS	Decreto-Lei n.º 15/2022
Diferencial de custo da PRE1 e da PRE2	Diferencial de custo da produção renovável com remuneração garantida ou outros regimes de apoio
Diferencial de custo dos CAE	Diferencial de custo dos CAE e do CMEC
CMEC	
Garantia de Potência e Remuneração da Reserva de Segurança do SEN	Mecanismos de capacidade
Diferencial de custo com a convergência tarifária das RA	Diferencial de custo com a convergência tarifária das RA
PPEC	PPEC
Medidas de sustentabilidade de mercados	Medidas de sustentabilidade de mercados
Terrenos do domínio público hídrico	Terrenos do domínio público hídrico
Estabilidade (DL 165/2008)	-
Custos com a ERSE	-
Custos com a Autoridade da Concorrência	-
Custos com a concessionária da Zona Piloto da energia das ondas	-

PROPOSTA

No caso dos CIEG designados no artigo 208.º, não se colocam dúvidas quanto à sua repercussão na parcela II da tarifa UGS.

No que respeita aos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, o Decreto-Lei n.º 15/2022 revoga o primeiro diploma, mas estabelece no artigo 291.º que «a revogação do Decreto-Lei n.º 165/2008, não prejudica o pagamento do défice gerado em 2009, decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e do valor do sobrecusto da produção em regime especial de 2009, a recuperar até 2024, conforme estabelecido naquele decreto-lei». Trata-se de medida de política energética que deve continuar a ser recuperada na parcela II da tarifa de UGS até 2024.

No que respeita aos custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência, estes decorrem de medidas legislativas de âmbito mais alargado e não exclusivamente de política energética e ambiental a nível nacional, designadamente de legislação europeia de transposição obrigatória pelos Estados-Membros e que atualmente se encontra consolidada. Nesse quadro legal, o funcionamento do setor elétrico de forma integrada e transparente a nível europeu é indissociável da atividade destas duas entidades, pelo que os respetivos custos não são equiparáveis a CIEG. Esta perspetiva está igualmente refletida no Decreto-Lei n.º 15/2022, que não identifica estes custos como CIEG. Por estes motivos propõe-se a transição destas duas rubricas para recuperação através da parcela I da tarifa de UGS, em conjunto com os custos de gestão de sistema.

No caso da Zona Piloto para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas, constituída nos termos do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, a sua criação visou fomentar o desenvolvimento tecnológico e a instalação de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, desde a fase de demonstração até à fase comercial, visando agilizar também os procedimentos de licenciamento e ligação às redes de novos produtores e assegurando a recuperação dos custos com capital e de manutenção, na tentativa de atrair para o país empresas promotoras e produtores de tecnologia. Trata-se, portanto, de uma medida de política energética destinadas a promover uma fileira tecnológica, o que justifica que os custos com a concessão da Zona Piloto tenham uma natureza equiparada a um CIEG, motivo pelo qual se propõe que sejam classificados como tal ao abrigo do número 3 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Adicionalmente, como descrito no capítulo 3.1, o Decreto-Lei n.º 15/2022 alterou o modelo de obtenção de receitas do OLMCA face ao que ocorre atualmente no OLMC, passando a existir uma parcela obtida pela

aplicação de preço regulado aplicável aos comercializadores e agregadores e outra parcela recuperada supletivamente pelas tarifas. Dada a natureza permanente e não equiparável a um CIEG desta segunda parcela, a ERSE propõe que a sua recuperação se efetue através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Finalmente, a nova atividade de CVEE PREAC do AUR, descrita no ponto 2.1.2, não está enquadrada como um CIEG no Decreto-Lei n.º 15/2022 e não se propõe a sua classificação como tal no RT. Com efeito, trata-se de um custo que não tem subjacente uma subsídio ou remuneração garantida para estes produtores, sendo a remuneração estabelecida com base nos preços de mercado e sujeito ao pagamento do serviço de agregação contratado por estes produtores com o AUR. Por outro lado, a atividade, tendo carácter supletivo face a soluções de mercado para agregação da produção de energia renovável e da energia excedentária dos autoconsumidores [DL 15/2022, art.º 143.º, n.º 2], pode estar interpretada como sendo equivalente a uma atividade de gestão de sistema.

Em resumo, a proposta consiste em alocar à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema todos os CIEG a repercutir nesta tarifa e unicamente estes. A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema mantém os custos associados à gestão global do sistema assim como os restantes custos não classificados como CIEG.

A proposta permite estabelecer uma coincidência direta entre CIEG ou custos equiparados e a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, tornando transparente quais as rubricas e montantes considerados como CIEG, seja os que decorrem diretamente do disposto no n.º 2 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, mas também os que forem classificados como CIEG pela ERSE e outros que, eventualmente, venham a ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, nos termos do número 3 do mesmo artigo.

Além disso, facilita a implementação da metodologia de repartição de CIEG proposta pela ERSE e apresentada na secção seguinte (0).

Face ao exposto, a ERSE propõe:

19. Alocar à parcela II da tarifa de UGS a repercussão dos CIEG listados no Decreto-Lei n.º 15/2022, de outros CIEG definidos futuramente pelo membro do Governo responsável pela área da energia ou outros custos classificados como tal pela ERSE no RT.
20. Alocar à parcela I da tarifa de UGS os custos de gestão de sistema ou outros custos equiparados.
21. No RT são alterados os artigos 115.º, 116.º e 120.º, de modo a refletirem a alocação dos custos de gestão de sistema e equiparados na parcela I da tarifa de UGS e a alocação dos CIEG na parcela II da tarifa de UGS.

4.2 METODOLOGIA DE REPERCUSSÃO DOS CIEG NA PARCELA II DA TARIFA DE UGS

RESUMO DA PROPOSTA

Estabelecer uma nova metodologia de repercussão dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), a refletir no cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a recuperar pelos operadores das redes de distribuição. Em vez de assentar em critérios de alocação diferenciados por rubrica de custo dentro dos CIEG, como acontece atualmente, a nova metodologia estabelece um critério de alocação a partir do valor global dos CIEG para cada ano. A alocação por nível de tensão, tipo de fornecimento e variável de faturação passa assim a ser mais transparente.

Nos termos do regime jurídico do setor, a repercussão deve ser orientada para os sinais de preço das tarifas, o que na metodologia de cálculo corresponderá à soma das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição e da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Contudo, para assegurar a estabilidade tarifária, a metodologia permite, de forma transparente, ajustar os sinais de preço na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, e consequentemente na tarifa de Acesso às Redes. A nova metodologia prevê a inclusão da variável de potência em horas de ponta na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, cujo impacto será introduzido de forma faseada.

ENQUADRAMENTO

Conforme referido na secção anterior (4.1), de acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, os CIEG incidem sobre todos os consumidores através da repercussão na tarifa de Uso Global do Sistema, com exceção dos encargos relativos às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, que são repercutidos na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT [art.º 208.º, n.º 4].

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, a repercussão dos CIEG é efetuada em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas [art.º 208.º, n.º 5]. Ainda assim, o membro do Governo responsável pela área da energia pode definir, até ao dia 15 de setembro de cada ano, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento [art.º 208.º, n.º 6].

Até à regulamentação pela ERSE dos termos de repercussão dos CIEG, a ERSE aplica o disposto na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação atual¹¹, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional.

Os CIEG abrangidos pela Portaria n.º 332/2012 coincidem, parcialmente, com os CIEG previstos no Decreto-Lei n.º 15/2022 (Quadro 4-3).

¹¹ Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 14 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, e n.º 359/2015, de 14 de outubro ([versão consolidada](#)).

Quadro 4-3 - Comparação entre os CIEG do Decreto-Lei n.º 15/2022 e os CIEG da Portaria n.º 332/2012

	Decreto-Lei n.º 15/2022 [art.º 208.º]	Portaria n.º 332/2012 [art.º 3.º]
Diferencial de custo da produção não renovável com remuneração garantida	«O diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração» [n.º 2, al. a), subal. i)]	«Os sobrecustos com a PRE [produção em regime especial] não renovável, correspondentes aos sobrecustos com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial que não beneficiam de remuneração garantida ao abrigo de um dos regimes previstos na alínea seguinte» [al. a)]
Diferencial de custo da produção renovável com remuneração garantida		«Os sobrecustos com a PRE renovável, correspondentes aos sobrecustos com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial que beneficiam da remuneração prevista no anexo ii do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, republicado pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, alterado pelos Decretos-Leis n.os 312/2001, de 10 de dezembro, 339-C/2001, de 29 de dezembro, 33-A/2005, de 16 de fevereiro, e 225/2007, de 31 de maio, ou resultante da portaria prevista no n.º 4 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Leis n.os 237-B/2006, de 18 de dezembro, 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, 23/2009, de 20 de janeiro, 104/2010, de 29 de setembro, e 215-B/2012, de 8 de outubro» [al. b)]
Diferencial de custo dos CAE CMEC	«O diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) vigentes e os encargos decorrentes dos CMEC [custos de manutenção do equilíbrio contratual]» [n.º 2, al. a), subal. ii)]	«Os encargos com os CMEC, definidos pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho» [al. c)] «Os sobrecustos com os CAE, correspondentes à diferença entre os encargos totais com a aquisição e a receita proveniente da venda da energia elétrica adquirida ao abrigo dos CAE» [al. d)]
Mecanismos de capacidade	«Os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, nos termos do artigo 100.º» [n.º 2, al. a), subal. iii)]	«Os encargos com a garantia de potência, correspondentes ao valor total dos incentivos à garantia de potência» [al. e)]
Diferencial de custo com a convergência tarifária das RA	«Os apoios associados às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, designadamente o diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional continental e aquelas Regiões» [n.º 2, al. b)]	«Os sobrecustos com a convergência tarifária com as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro» [al. f)]

	Decreto-Lei n.º 15/2022 [art.º 208.º]	Portaria n.º 332/2012 [art.º 3.º]
PPEC	«Os apoios associados à eficiência energética, designadamente os encargos provenientes dos planos de promoção da eficiência no consumo, nos termos do artigo 215.º» [n.º 2, al. c)]	«Os custos com o PPEC, aprovados por regulamento da ERSE» [al. j)]
Medidas de sustentabilidade de mercados	«Os apoios associados à liberalização dos mercados de eletricidade, designadamente os montantes respeitantes à sustentabilidade dos mercados e os sobreprojeitos decorrentes da extinção das tarifas reguladas ou transitórias» [n.º 2, al. d)]	«Os custos de sustentabilidade do sistema correspondentes aos acertos tarifários necessários para garantir a sustentabilidade do sistema tarifário, que resultam da soma das parcelas correspondentes i) aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, a repercutir nos proveitos a recuperar pela tarifa de uso global do sistema do operador da rede de distribuição, no âmbito da sustentabilidade entre o mercado regulado e o mercado liberalizado, ii) ao diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e aos iii) sobreprojeitos verificados em resultado da aplicação das tarifas transitórias ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 75/212, de 26 de março» [al. h)]
Terrenos do domínio público hídrico	«Outros apoios, designadamente os encargos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico (...)» [n.º 2, al. e)]	«Os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico, ao abrigo do disposto nos Decretos-Leis n.os 198/2003, de 2 de setembro, e 153/2004, de 30 de junho» [al. i)]
Rendas pagas aos municípios	« Outros apoios, designadamente (...)as rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT [baixa tensão]» [n.º 2, al. e)]	n.a.
Outros CIEG no RT Outros CIEG estabelecidos pelo Governo	CIEG classificados como tal no RT e novos CIEG que possam ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia [n.º 3]	n.a.
Custos diferidos ao abrigo do Decreto Lei n.º 165/2008	n.a.	«Os custos diferidos, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral a repercutir em anos posteriores, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto» [al. g)]
CIEG diferidos	«8 — Para garantir a estabilidade tarifária no cálculo das tarifas anuais, a ERSE pode repercutir os CIEG nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos.	n.a.

	Decreto-Lei n.º 15/2022 [art.º 208.º]	Portaria n.º 332/2012 [art.º 3.º]
	9 — A parcela de proveitos permitidos, resultantes da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão em anos seguintes dos CIEG referidos no número anterior, deve ser identificada como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos no artigo seguinte.»	

Quanto à repercussão dos CIEG, a Portaria estabelece que é feita na tarifa de Uso Global do Sistema [art.º 3.º, n.º 2]. Uma vez que as rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT estão fora do âmbito da Portaria, o Decreto-Lei n.º 15/2022 mantém repercussão idêntica, na UGS, de praticamente todos CIEG abrangidos pela Portaria.

A Portaria define os critérios para distribuição de categorias de CIEG por nível de tensão ou tipo de fornecimento e os critérios para a subsequente afetação dos CIEG, em cada nível de tensão ou tipo de fornecimento, aos clientes finais, através de uma modulação dos consumos verificados em cada período horário [art.º 4 e art.º 5.º].

O Quadro 4-4 resume a forma de repercussão dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema, na situação atual, isto é, tendo em conta a Portaria n.º 332/2012. De referir que, conforme o RT, os CIEG são recuperados através da parcela II da tarifa de UGS [art.º 92.º, n.º 1, al. b)].

Quadro 4-4 - Custos a recuperar na parcela II da tarifa UGS a aplicar às entregas a clientes finais – situação atual

Custo	Critério de repercussão
Parcela II	(âmbito da Portaria n.º 332/2012)
Diferencial de custo PRE (DL 90/2006)	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário. A diferenciação por período horário decorre dos fatores de modulação $Kp_j^{CIEG_i}$ e $Kc_j^{CIEG_i}$. A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelo número de clientes de cada nível, nos termos da Portaria n.º 332/2012.
Diferencial de custo PRE (não DL 90/2006)	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário, e em <u>potência contratada</u> . A divisão do custos entre estas duas variáveis é dada pelo parâmetro α .
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário, e em <u>potência contratada</u> . A divisão dos custos entre estas duas variáveis é dada pelo parâmetro α . A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelos coeficientes CAE_j .
Diferencial de custo RA	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário. A diferenciação por período horário decorre dos fatores de modulação $Kp_j^{CIEG_i}$ e $Kc_j^{CIEG_i}$. A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelos coeficientes RA_j .
CMEC	Em <u>potência contratada</u> , com o mesmo valor unitário para todos os clientes.

Custo	Critério de repercussão
Parcela II (âmbito da Portaria n.º 332/2012)	
Garantia de potência	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário.
Estabilidade (DL 165/2008)	A diferenciação por período horário decorre dos fatores de modulação $Kp_j^{CIEG_i}$ e $Kc_j^{CIEG_i}$.
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Ajustamento de aquisição de energia	
Diferencial extinção TVCF	
Parcela II (fora do âmbito da Portaria n.º 332/2012)	
Outros ¹²	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário. Os preços dos vários níveis de tensão são corrigidos para perdas na rede.

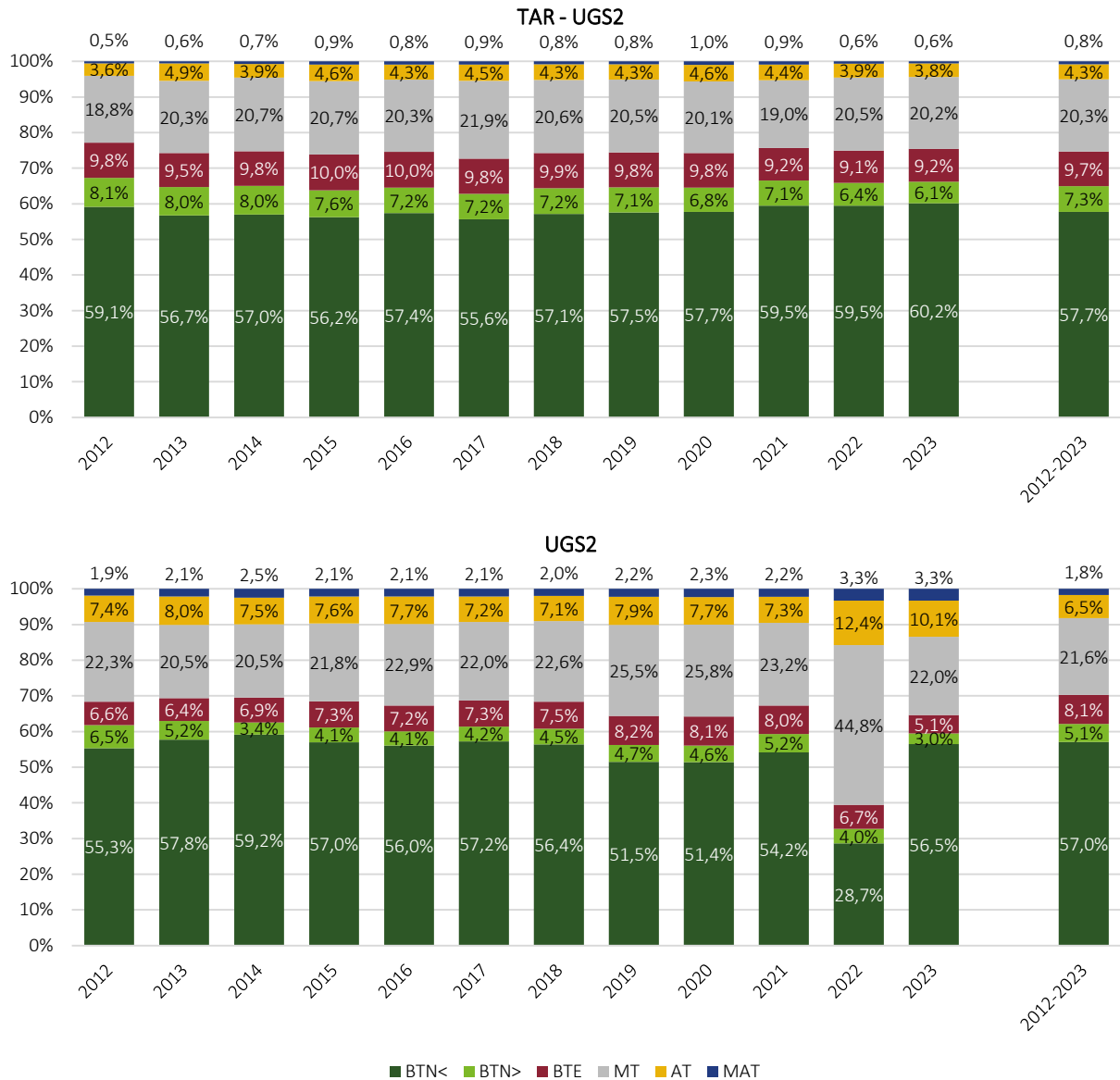
Uma vez que o Decreto-Lei n.º 15/2022 atribui à ERSE, em primeira linha, a definição dos termos de repercussão dos CIEG, importa analisar a evolução histórica dos CIEG, em particular a sua repercussão por nível de tensão e tipo de fornecimento. Nos parágrafos seguintes apresentam-se várias dimensões de análise, nomeadamente, a sua importância face às tarifas de Acesso às Redes, assim como nas tarifas aditivas de venda a clientes. As figuras são determinadas para a totalidade da parcela II da tarifa de UGS (UGS 2). Para cada ano utilizaram-se as quantidades previstas no respetivo exercício tarifário.

A Figura 4-1 apresenta a distribuição, por nível de tensão, das receitas das tarifas de Acesso às Redes excluindo a parcela II da tarifa de UGS (TAR-UGS2) comparada com a distribuição de receitas da parcela II da tarifa de UGS (UGS2), em valores (nominais) dos exercícios tarifários entre 2012 e 2023. Observa-se que a proporção de receitas da UGS 2 é ligeiramente superior à proporção de receitas da TAR-UGS2 para os níveis de tensão mais elevados (MAT, AT e MT).

Os valores relativos a 2022 e a 2023 devem ser lidos tendo em consideração que, nesses anos, os montantes de UGS 2 foram negativos, em todos os níveis de tensão.

¹² ERSE, Autoridade da Concorrência, custos com a Concessionária Zona Piloto e outros custos (ajustamentos).

Figura 4-1 - Proporção das receitas das TAR-UGS2 e da UGS2, por nível de tensão, 2012-2023

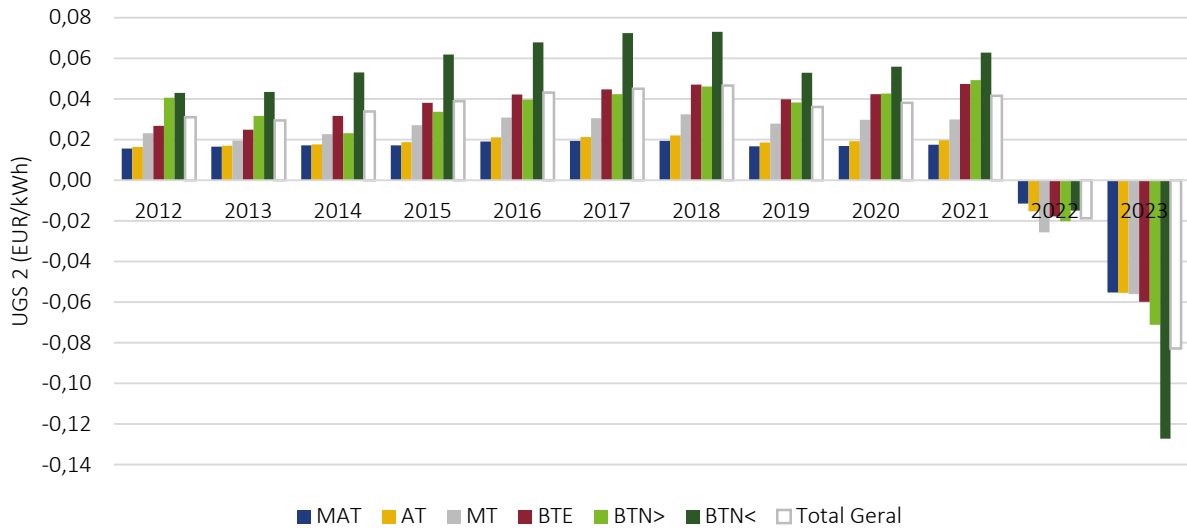


A Figura 4-2 apresenta os valores da UGS 2, por nível de tensão, em valor médio (EUR/kWh), em cada exercício tarifário¹³. Até 2021, inclusive, os valores eram menores nos níveis de tensão superiores e maiores nos níveis de tensão inferiores. Em 2022 e em 2023, a UGS 2 assume valores negativos em todos os níveis de tensão, sendo que, em 2023, os valores médios são mais negativos nos níveis de tensão

¹³ Os valores relativos a 2022 consideram as tarifas para 2022, aprovadas pela [Diretiva n.º 3/2022](#), de 7 de janeiro, assim como as resultantes da fixação excecional, que vigoraram a partir de 1 de julho de 2022, aprovadas pela [Diretiva n.º 17/2022](#), de 6 de julho.

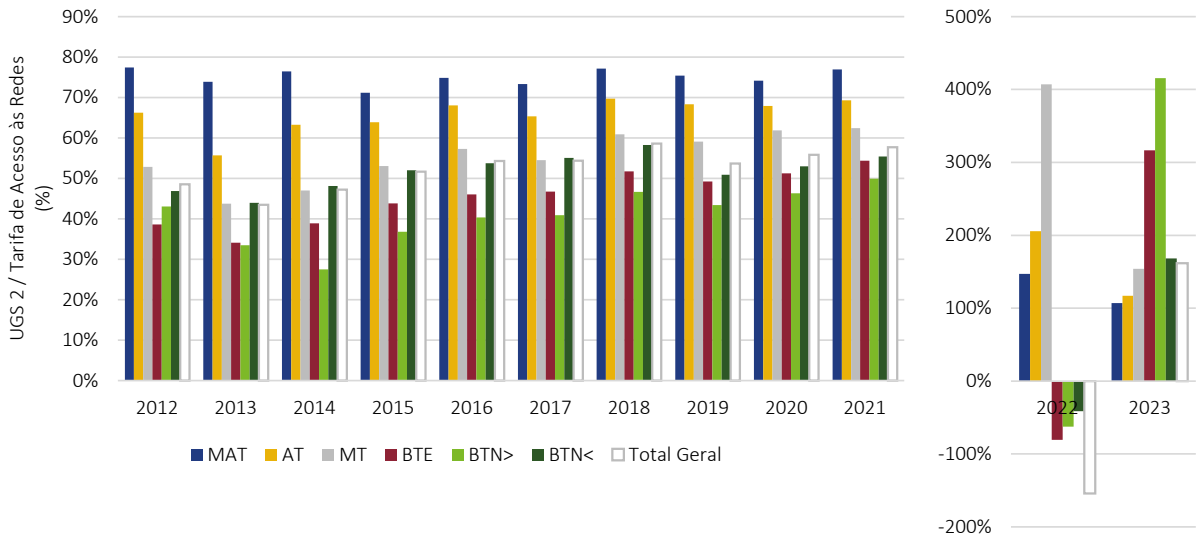
inferiores. A existência de CIEG negativos é fruto do forte incremento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, que justificou a inversão de sinal do sobrecusto da PRE e do sobrecusto dos CAE.

Figura 4-2 - Valor médio da UGS 2, por nível de tensão



Quando se analisa o impacto da UGS 2 nas tarifas de Acesso às Redes, verifica-se que é uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes (Figura 4-3). O peso dos CIEG incluídos na UGS 2 é maior para níveis de tensão superiores. Tal decorre do facto de as tarifas de Acesso às Redes seguirem uma abordagem em cascata no que se refere aos custos das redes, ou seja, as tarifas de um determinado nível de tensão não incluem as tarifas de Uso de Redes dos níveis de tensão a jusante. Por exemplo, embora o valor médio da UGS 2 em MAT seja menor, a tarifa de Acesso às Redes tem um valor proporcionalmente ainda menor, por não incluir as tarifas de Uso das Redes de Distribuição.

Figura 4-3 - Peso da UGS 2 nas tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão



Outra dimensão de análise é relativa às tarifas aditivas de venda a clientes finais, ou seja, aquelas que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, aplicadas à totalidade do consumo em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Estas tarifas representam a melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista e incluem tanto a componente das tarifas de Acesso às Redes, como a componente de energia e comercialização, que são pagas pelos clientes.

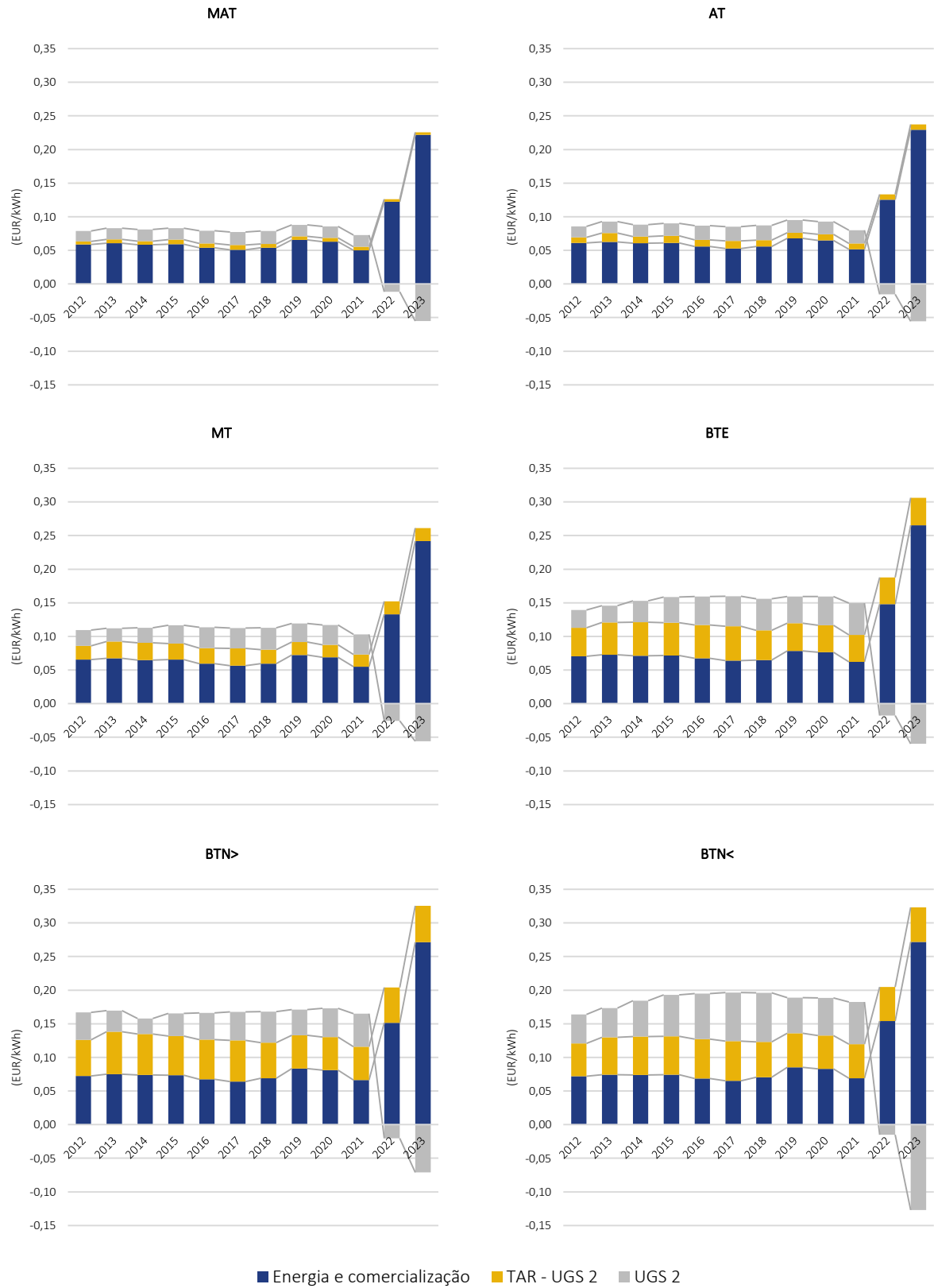
Nessa perspetiva (Figura 4-4), observa-se que a tendência é de a UGS 2 ter um peso menor nas tarifas aditivas dos níveis de tensão superiores. Nestes níveis de tensão, a componente de energia assume maior importância que as tarifas de Acesso às Redes, diluindo o peso da UGS 2.

Figura 4-4 - Peso da UGS 2 nas tarifas aditivas, por nível de tensão



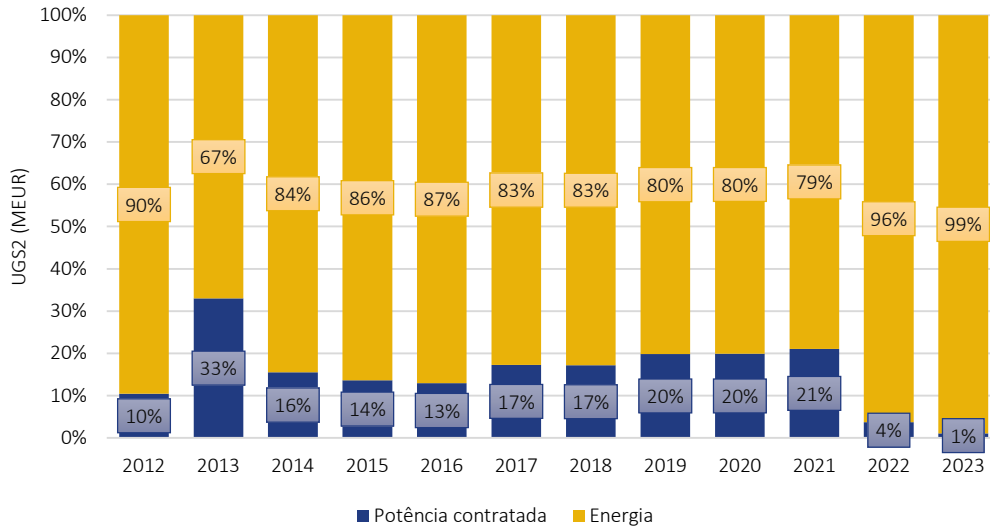
A Figura 4-5 apresenta a decomposição das tarifas aditivas de venda a clientes finais, por nível de tensão, nas componentes de energia e comercialização, de tarifas de Acesso às Redes excluindo a UGS 2 e de UGS 2.

Figura 4-5 - Decomposição do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais, por nível de tensão



A repercussão dos montantes de CIEG incluídos na UGS tem vindo a ser realizada nas variáveis de potência contratada e de energia. A figura seguinte apresenta a evolução histórica da repartição da UGS 2 entre potência contratada e energia. O valor excepcionalmente elevado da potência contratada em 2013 decorre de um valor excepcionalmente elevado de CMEC nesse ano.

Figura 4-6 - Repercussão da UGS 2, por nível de tensão, em potência contratada e energia



PROPOSTA

Em linha com o disposto no n.º 5 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE apresenta a sua proposta para a repercussão dos CIEG, com a premissa de assegurar a «*estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas*»¹⁴. Para este efeito, os preços da parcela II da tarifa de UGS, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, devem ser calculados através da seguinte fórmula:

$$T_{UGS2,i,j,t}^D = e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_t$$

em que:

$T_{UGS2,i,j,t}^D$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, em base anual, no referencial de entrega, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t

¹⁴ N.º 5 do artigo 208.º do DL 15/2022.

- $e_{i,j,t}$ Coeficientes de estrutura tarifária, em base anual, no referencial de entrega a clientes, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
- $a_{i,t}$ Coeficientes de alocação, aplicáveis ao grupo de utilizadores i no ano t
- f_t Fator multiplicativo que assegura a recuperação dos proveitos, previstos para o ano t , a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

As três variáveis ($e_{i,j,t}$, $a_{i,t}$, f_t) utilizadas no cálculo dos preços $T_{UGS2,i,j,t}^D$ da parcela II da tarifa de UGS, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, são descritas e exemplificadas no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Principais elementos da metodologia de cálculo da parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

Coeficientes de estrutura tarifária: $e_{i,j,t}$																																																																						
<p>Os coeficientes de estrutura tarifária definem a estrutura de preços¹⁵ para a parcela II da tarifa de UGS, entre grupos tarifários e variáveis de faturação.</p> <p>Na proposta da ERSE, e de forma a refletir os sinais de preço das tarifas, os coeficientes devem ser orientados pelos preços das restantes tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, isto é, o somatório dos preços das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição e da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema¹⁶.</p>	<p>Exemplo: Tarifa de Acesso às Redes, descontada da parcela II da tarifa de UGS, com preços de 2021.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Níveis de tensão e opções tarifárias</th> <th colspan="2">Potência EUR/(kW.ano)</th> <th colspan="4">Energia ativa EUR/kWh</th> </tr> <tr> <th>Horas de ponta</th> <th>Contra-tada</th> <th>Ponta</th> <th>Cheias</th> <th>Vazio normal</th> <th>Super vazio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MAT</td> <td>16,62</td> <td>1,21</td> <td>0,0031</td> <td>0,0030</td> <td>0,0029</td> <td>0,0029</td> </tr> <tr> <td>AT</td> <td>37,82</td> <td>0,43</td> <td>0,0042</td> <td>0,0040</td> <td>0,0036</td> <td>0,0035</td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td>65,35</td> <td>4,15</td> <td>0,0069</td> <td>0,0062</td> <td>0,0051</td> <td>0,0046</td> </tr> <tr> <td>BTE</td> <td>157,97</td> <td>8,44</td> <td>0,0127</td> <td>0,0110</td> <td>0,0085</td> <td>0,0065</td> </tr> <tr> <td>BTN></td> <td></td> <td>8,47</td> <td>0,1126</td> <td>0,0323</td> <td></td> <td>0,0078</td> </tr> <tr> <td>BTN< Tri-horário</td> <td></td> <td>8,47</td> <td>0,1131</td> <td>0,0302</td> <td></td> <td>0,0081</td> </tr> <tr> <td>BTN< Bi-horário</td> <td></td> <td>8,47</td> <td></td> <td>0,0490</td> <td></td> <td>0,0081</td> </tr> <tr> <td>BTN< Simples</td> <td></td> <td>8,47</td> <td></td> <td></td> <td>0,0330</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência EUR/(kW.ano)		Energia ativa EUR/kWh				Horas de ponta	Contra-tada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	MAT	16,62	1,21	0,0031	0,0030	0,0029	0,0029	AT	37,82	0,43	0,0042	0,0040	0,0036	0,0035	MT	65,35	4,15	0,0069	0,0062	0,0051	0,0046	BTE	157,97	8,44	0,0127	0,0110	0,0085	0,0065	BTN>		8,47	0,1126	0,0323		0,0078	BTN< Tri-horário		8,47	0,1131	0,0302		0,0081	BTN< Bi-horário		8,47		0,0490		0,0081	BTN< Simples		8,47			0,0330	
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência EUR/(kW.ano)		Energia ativa EUR/kWh																																																																			
	Horas de ponta	Contra-tada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio																																																																
MAT	16,62	1,21	0,0031	0,0030	0,0029	0,0029																																																																
AT	37,82	0,43	0,0042	0,0040	0,0036	0,0035																																																																
MT	65,35	4,15	0,0069	0,0062	0,0051	0,0046																																																																
BTE	157,97	8,44	0,0127	0,0110	0,0085	0,0065																																																																
BTN>		8,47	0,1126	0,0323		0,0078																																																																
BTN< Tri-horário		8,47	0,1131	0,0302		0,0081																																																																
BTN< Bi-horário		8,47		0,0490		0,0081																																																																
BTN< Simples		8,47			0,0330																																																																	
Coeficientes de alocação: $a_{i,t}$																																																																						
<p>Os coeficientes de alocação condicionam a repercussão dos CIEG entre grupos tarifários.</p> <p>No caso de coeficientes de alocação unitários, no exemplo [A], a repercussão dos CIEG decorre diretamente da estrutura de preços implementada pelos coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$.</p> <p>No caso de coeficientes de alocação diferentes da unidade, no exemplo [B], a repercussão dos CIEG é afetada de forma multiplicativa. O coeficiente de alocação de cada grupo tarifário no exemplo [B] equivale ao rácio entre a nova repercussão dos CIEG [B] e a repercussão dos CIEG [A] com coeficientes de alocação unitários.</p>	<p>Exemplos: Repercussão dos CIEG para dois exemplos de coeficientes de alocação.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Níveis de tensão e opções tarifárias</th> <th colspan="2">Coeficientes de alocação</th> <th colspan="2">Repercussão dos CIEG</th> </tr> <tr> <th>Exemplo [A]</th> <th>Exemplo [B]</th> <th>Exemplo [A]</th> <th>Exemplo [B]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MAT</td> <td>1,000</td> <td>2,791</td> <td>0,80%</td> <td>2,24%</td> </tr> <tr> <td>AT</td> <td>1,000</td> <td>1,710</td> <td>4,26%</td> <td>7,29%</td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td>1,000</td> <td>1,256</td> <td>18,43%</td> <td>23,15%</td> </tr> <tr> <td>BTE</td> <td>1,000</td> <td>0,911</td> <td>8,78%</td> <td>8,00%</td> </tr> <tr> <td>BTN></td> <td>1,000</td> <td>0,718</td> <td>7,19%</td> <td>5,16%</td> </tr> <tr> <td>BTN< Tri-horário</td> <td>1,000</td> <td>0,895</td> <td>3,03%</td> <td>3,25%</td> </tr> <tr> <td>BTN< Bi-horário</td> <td>1,000</td> <td>0,895</td> <td>8,49%</td> <td>7,72%</td> </tr> <tr> <td>BTN< Simples</td> <td>1,000</td> <td>0,895</td> <td>49,01%</td> <td>43,18%</td> </tr> </tbody> </table>	Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de alocação		Repercussão dos CIEG		Exemplo [A]	Exemplo [B]	Exemplo [A]	Exemplo [B]	MAT	1,000	2,791	0,80%	2,24%	AT	1,000	1,710	4,26%	7,29%	MT	1,000	1,256	18,43%	23,15%	BTE	1,000	0,911	8,78%	8,00%	BTN>	1,000	0,718	7,19%	5,16%	BTN< Tri-horário	1,000	0,895	3,03%	3,25%	BTN< Bi-horário	1,000	0,895	8,49%	7,72%	BTN< Simples	1,000	0,895	49,01%	43,18%																				
Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de alocação		Repercussão dos CIEG																																																																			
	Exemplo [A]	Exemplo [B]	Exemplo [A]	Exemplo [B]																																																																		
MAT	1,000	2,791	0,80%	2,24%																																																																		
AT	1,000	1,710	4,26%	7,29%																																																																		
MT	1,000	1,256	18,43%	23,15%																																																																		
BTE	1,000	0,911	8,78%	8,00%																																																																		
BTN>	1,000	0,718	7,19%	5,16%																																																																		
BTN< Tri-horário	1,000	0,895	3,03%	3,25%																																																																		
BTN< Bi-horário	1,000	0,895	8,49%	7,72%																																																																		
BTN< Simples	1,000	0,895	49,01%	43,18%																																																																		

¹⁵ Os preços de potência são referidos na unidade euros por kW por ano, para garantir uma fórmula mais compacta no RT. Caso os preços fossem apresentados em euros por kW por dia, a fórmula de cálculo teria que contemplar, para os preços de potência, o número de dias do respetivo ano.

¹⁶ A proposta não inclui aqui a tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC), uma vez que se propõe, nesta mesma consulta pública, a eliminação da tarifa OLMC enquanto tarifa autónoma.

Fator multiplicativo: f_t

O fator multiplicativo, a aplicar a todos os preços, garante a conciliação com o montante global dos proveitos a recuperar na parcela II da tarifa de UGS.

Na proposta da ERSE, os coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ devem ser orientados para a estrutura de preços que resulta da soma das restantes tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, designadamente as tarifas de Uso das Redes de Transporte e Distribuição e a parcela I da tarifa de UGS ¹⁷. Este procedimento cumpre assim o disposto no n.º 5 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, no sentido de assegurar a «*não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas*». Esta abordagem permite assim preservar os sinais de preços que decorrem das diferentes relações de preço existentes, nomeadamente a relação entre os preços de potência e os preços de energia ativa, a relação entre os preços por período horário e a relação de preços entre diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Para a estrutura de preços presente nos coeficientes de estrutura tarifária ser integralmente repercutida, em termos proporcionais, nos preços da parcela II da tarifa de UGS, os coeficientes de alocação $a_{i,t}$ devem assumir valores unitários.

Contudo, para assegurar a «*estabilidade tarifária*», igualmente prevista no mesmo número do diploma, pode ser necessário definir outros valores, diferentes dos indicados no parágrafo anterior, para os coeficientes de estrutura tarifária ($e_{i,j,t}$) e os coeficientes de alocação ($a_{i,t}$). Um exemplo claro para a necessidade de salvaguardar a estabilidade tarifária é o das tarifas para o ano de 2023, em que o valor global dos proveitos a recuperar na parcela II da tarifa de UGS foi negativo. Para acomodar aquilo que foram as decisões da ERSE e a alocação de verbas extraordinárias do Fundo Ambiental nesse processo de tarifas, os coeficientes de estrutura tarifária ($e_{i,j,t}$) teriam que ser alterados no sentido de apresentar valores tendencialmente nulos nos termos de potência e de eliminar a modulação entre períodos horários nos termos de energia ativa.

No caso de o membro do Governo responsável pela área da energia definir, nos termos do n.º 6 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, mediante despacho, uma repercussão diferenciada dos CIEG, entre grupos tarifários e variáveis de faturação, caberá à ERSE implementar essa decisão na sua metodologia, nomeadamente através da escolha dos coeficientes de estrutura tarifária e dos coeficientes de alocação.

¹⁷ Não é incluída a tarifa OLMC, uma vez que a presente revisão regulamentar propõe a sua eliminação. Ver secção 0.

Assim, garante-se a transparência na fixação tarifária, designadamente na comparação com a repercussão que resultaria da aplicação dos sinais de preço das tarifas.

QUANTIFICAÇÃO DA PROPOSTA

Esta secção apresenta uma análise quantificada da proposta. Em primeiro lugar, compara-se a repercussão dos CIEG que resultaria do sinal de preço das tarifas com a repercussão dos CIEG que efetivamente resultou nos exercícios tarifários passados. Em segundo lugar, ilustra-se o efeito da nova metodologia na fixação da tarifa de Acesso às Redes, assumindo a informação das tarifas do setor elétrico de 2021 ¹⁸.

Começando pela primeira análise, a comparação da distribuição histórica dos encargos com os CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, com a distribuição histórica dos proveitos subjacentes aos sinais de preço das tarifas, para o período de 2013 a 2023 ¹⁹, encontra-se na Figura 4-7.

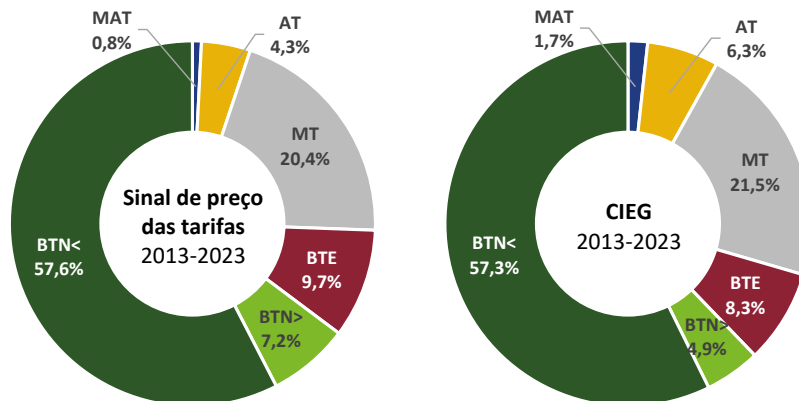
Observa-se que a distribuição dos proveitos é relativamente parecida entre os dois casos, em particular para os fornecimentos em BTN<, onde se incluem os consumidores domésticos e os pequenos negócios. No caso de MAT, AT e MT, a repercussão dos CIEG foi superior à distribuição que decorreria do sinal de preço das tarifas de Acesso às Redes excluindo os CIEG. Em contrapartida, em BTE e BTN> e BTN< verifica-se o oposto. Numa análise ano-a-ano, existem naturalmente diferenças, em particular na repercussão dos CIEG ²⁰.

¹⁸ Na quantificação escolheu-se o ano de 2021 uma vez que representa o ano tarifário mais recente em que não ocorreram preços negativos na tarifa de Acesso às Redes.

¹⁹ A escolha do ano 2013 como primeiro ano prende-se com o facto de ser o primeiro ano tarifário após a publicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

²⁰ Ver informação no enquadramento.

Figura 4-7 - Distribuição dos proveitos, média dos anos 2013-2023



Nota: A distribuição dos proveitos para o sinal de preço das tarifas utiliza a tarifa de Acesso às Redes, descontada da parcela II da tarifa de UGS. A distribuição dos proveitos para os CIEG utiliza a parcela II da tarifa de UGS. No cálculo foram utilizados para cada ano as quantidades previstas no respetivo exercício tarifário.

Na segunda análise, ilustra-se o efeito da nova metodologia na fixação da tarifa de Acesso às Redes, a qual é dada pela soma da parcela II da tarifa de UGS com as restantes tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes ²¹. A análise considera as quantidades previstas na aprovação das tarifas do setor elétrico para o ano 2021 e compara quatro situações distintas para o cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a saber:

- **Tarifas 2021:** valores unitários que foram aprovados para o ano 2021;
- **Cenário 1:** coeficientes de estrutura tarifária dados pelos sinais de preço das tarifas, com valores de 2021, e com coeficientes de alocação unitários;
- **Cenário 2:** igual ao Cenário 1, mas com coeficientes de alocação a refletir a alocação por nível de tensão e tipo de fornecimento ocorrida nas Tarifas do ano 2021;
- **Cenário 3:** igual ao Cenário 2, mas onde se anula o preço de potência em horas de ponta nos coeficientes de estrutura tarifária.

O Quadro 4-7 apresenta os coeficientes de estrutura tarifária ($e_{i,j,t}$), os coeficientes de alocação ($a_{i,t}$) e o fator multiplicativo (f_t) utilizados nos Cenários 1, 2 e 3. De relembrar que a multiplicação destas três variáveis resulta nos preços $T_{UGS2,i,j,t}^D$ da parcela II da tarifa de UGS, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, de acordo com a metodologia agora proposta.

²¹ Em 2021 as restantes tarifas são dadas pela soma de: parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

No Cenário 1, os coeficientes de estrutura tarifária correspondem à soma das tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, com exceção da parcela II da tarifa de UGS. Face aos coeficientes de alocação unitários, o fator multiplicativo de 1,3899 assegura a repercussão dos CIEG a recuperar com a parcela II da tarifa de UGS.

No Cenário 2, enquanto os coeficientes de estrutura tarifária são iguais aos respectivos coeficientes do Cenário 1, os coeficientes de alocação são determinados de forma a refletir a alocação da parcela II da tarifa de UGS, por nível de tensão e tipo de fornecimento ²², ocorrida nas tarifas do ano 2021. O Quadro 4-6 compara a repercussão dos CIEG que resulta do Cenário 1 (assumindo coeficientes de alocação unitários) com a repercussão dos CIEG do Cenário 2. Verifica-se que o fator multiplicativo no Cenário 2 é igual ao respectivo fator do Cenário 1, uma vez que os coeficientes de alocação foram determinados de forma a serem neutros em termos dos CIEG repercutidos, com os coeficientes acima da unidade a serem compensados por coeficientes abaixo da unidade ²³.

No Cenário 3, os coeficientes de estrutura tarifária equivalem aos valores utilizados nos Cenários 1 e 2, com exceção da coluna da potência em horas de ponta, uma vez que os seus valores foram colocados, por hipótese, iguais a zero. Este pressuposto aproxima o resultado daquilo que foi a parcela II da tarifa de UGS em 2021, uma vez que a potência em horas de ponta não era ainda uma variável de faturação da tarifa de UGS. A anulação dos valores da potência em horas de ponta nos coeficientes de estrutura tarifária implica que os valores resultantes nos coeficientes de alocação e no fator multiplicativo sejam alterados.

Quadro 4-6 - Repercussão dos CIEG nos Cenários 1 e 2

Tarifa Uso Global do Sistema - Parcela II		
Repercussão dos CIEG		
Níveis de tensão e opções tarifárias	Cenário 1	Cenário 2
MAT	0,80%	2,24%
AT	4,26%	7,29%
MT	18,43%	23,15%
BTE	8,78%	8,00%
BTN>	7,19%	5,16%
BTN<	60,53%	54,16%

²² O cálculo efetuado determina um coeficiente de alocação único para as três opções tarifárias em BTN<. Caso contrário, não se assegura a coerência de preços em BTN<, como por exemplo a igualdade nos preços de vazio entre as opções bi- e tri-horária.

²³ Na prática, os coeficientes de alocação do Cenário 2 equivalem ao rácio entre os valores do Cenário 2 e o Cenário 1, apresentados no Quadro 4-6. Por exemplo, em BTN<, o coeficiente de alocação de 0,895 equivale ao rácio entre 54,16% e 60,53%.

Quadro 4-7 - Coeficientes de estrutura tarifária, coeficientes de alocação e fator multiplicativo nos Cenários

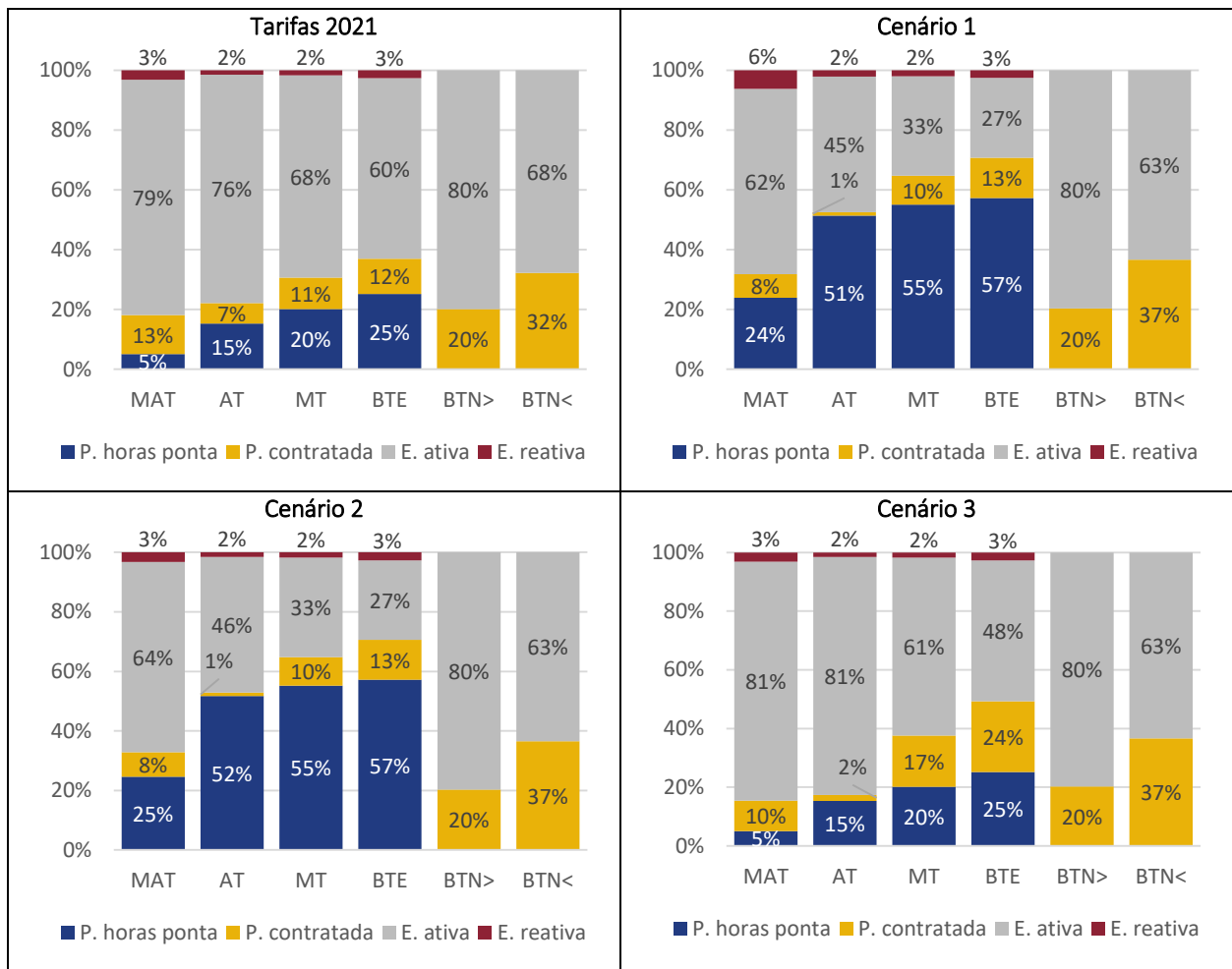
1, 2 e 3

Cenário 1							Cenário 2		Cenário 3	
Coeficientes de estrutura tarifária							Coeficientes de alocação		Coeficientes de alocação	
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência EUR/(kW.ano)		Energia ativa EUR/kWh				Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de alocação	Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de alocação
	Horas de ponta	Contra-tada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio				
MAT	16,62	1,21	0,0031	0,0030	0,0029	0,0029	MAT	1,000	MAT	3,073
AT	37,82	0,43	0,0042	0,0040	0,0036	0,0035	AT	1,000	AT	2,955
MT	65,35	4,15	0,0069	0,0062	0,0051	0,0046	MT	1,000	MT	2,353
BTE	157,97	8,44	0,0127	0,0110	0,0085	0,0065	BTE	1,000	BTE	1,811
BTN>		8,47	0,1126	0,0323	0,0078		BTN>	1,000	BTN>	0,589
BTN< Tri-horário		8,47	0,1131	0,0302	0,0081		BTN< Tri-horário	1,000	BTN< Tri-horário	0,734
BTN< Bi-horário		8,47	0,0490		0,0081		BTN< Bi-horário	1,000	BTN< Bi-horário	0,734
BTN< Simples		8,47	0,0330				BTN< Simples	1,000	BTN< Simples	0,734
Fator multiplicativo									Fator multiplicativo	
							Fator multiplicativo	1,3899		

Face aos cálculos efetuados, importa fazer uma comparação dos resultados ao nível da tarifa de Acesso às Redes (TAR) que resultaria dos diferentes cenários para o cálculo da parcela II da tarifa de UGS. A estrutura da TAR, por variável de faturação, é apresentada na Figura 4-8, enquanto o preço médio da TAR, em EUR/MWh, consta da Figura 4-9.

Na Figura 4-8 fica evidente que a repercussão dos CIEG com base no sinal de preço das tarifas de Acesso às Redes (descontadas dos CIEG), implica uma alteração significativa da estrutura tarifária face às tarifas aprovadas em 2021, designadamente com a atribuição de um peso muito significativo à potência em horas de ponta nos níveis tarifários em que a variável existe, como se pode observar em particular nos Cenários 1 e 2. Também fica evidente no Cenário 3 que através da anulação do sinal de preço da potência em horas de ponta é possível mitigar a alteração de estrutura tarifária.

Figura 4-8 - Estrutura da Tarifa de Acesso às Redes, por variável de faturação

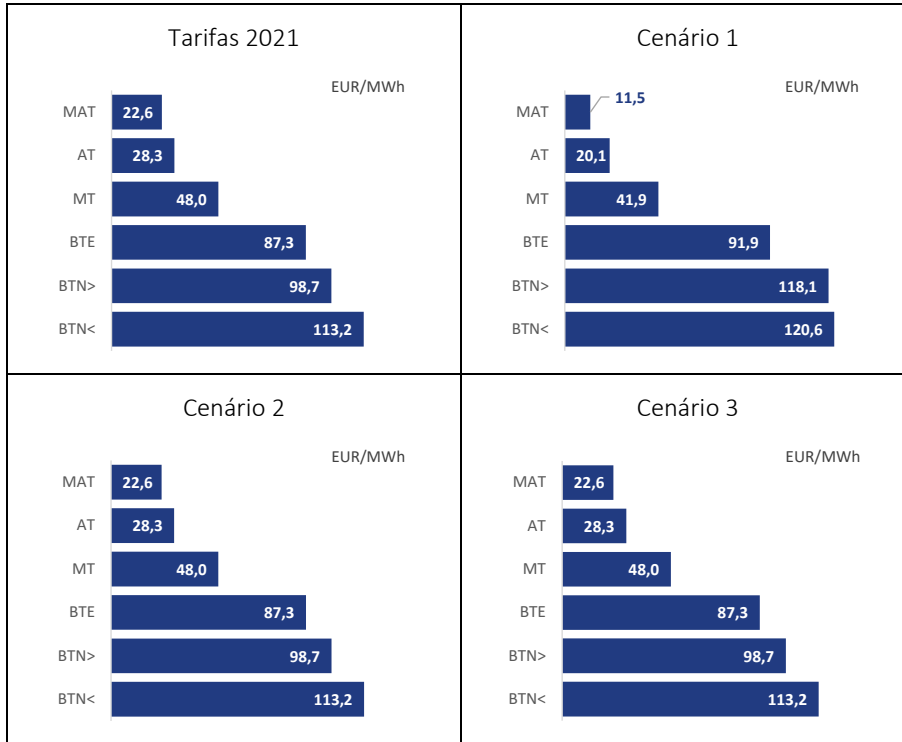


Legenda: **P. horas ponta** = Potência em horas de ponta; **P. contratada** = Potência contratada, **E. ativa** = Energia ativa; **E. reativa** = Energia reativa.

Por último, importa comentar duas situações particulares na Figura 4-8. Ao nível dos preços de energia reativa, a alteração no peso desta variável, nomeadamente na comparação entre o Cenário 1 e as restantes situações, é um efeito indireto, uma vez que a proposta apresentada pela ERSE não sugere a inclusão desta variável na estrutura da parcela II da tarifa de UGS. Nas quatro situações apresentadas os preços de energia reativa, da tarifa de Acesso às Redes, assumem sempre os mesmos preços unitários. Contudo, como a distribuição de proveitos a recuperar difere entre os cenários, por efeito dos coeficientes de alocação, o peso relativo apresentado para a energia reativa é diferente no Cenário 1, comparativamente com as outras situações. Ao nível da potência contratada em AT, verifica-se que a variável assume um peso mais reduzido nos Cenários 1, 2 e 3, quando comparado com a situação nas Tarifas de 2021. Neste caso, a situação decorre diretamente da estrutura dos custos incrementais das tarifas de uso da rede de transporte e distribuição, com a metodologia do cálculo da parcela II da tarifa de UGS a refletir essa estrutura.

A Figura 4-9 apresenta o preço médio da TAR, em EUR/MWh para as quatro situações. Dados os pressupostos assumidos, apenas no Cenário 1 resultariam preços médios distintos face às Tarifas de 2021. Como nos Cenários 2 e 3 os coeficientes de alocação foram determinados de forma a traduzir-se na alocação da parcela II da tarifa de UGS aprovada para o ano 2021, resultam por definição preços médios iguais aos desse ano.

Figura 4-9 – Preço médio da Tarifa de Acesso às Redes



Por fim, o Quadro 4-8 apresenta as variações preço-a-preço na tarifa de Acesso às Redes dos Cenários 1, 2 e 3, em comparação com a tarifa de Acesso às Redes aprovada para 2021. Em primeiro lugar, nos Cenários 1 e 2 observam-se aumentos relevantes no preço de potência em horas de ponta, que decorre do sinal de preço das tarifas. Já no Cenário 3, em que o sinal de preço dessa variável é anulado no cálculo da parcela II da tarifa de UGS, resultam naturalmente variações nulas. Em segundo lugar, verificam-se, nos Cenários 1, 2 e 3, variações relevantes na potência contratada e na energia ativa por período horário, com variações positivas e negativas, face às Tarifas de 2021. Isto corrobora que a repercussão dos CIEG de forma diferenciada para as várias rubricas de custo que compõem os CIEG, como acontece atualmente, pode constituir-se como um obstáculo à determinação de uma estrutura tarifária na tarifa de Acesso às Redes alinhada com o sinal de preço das tarifas. Em último lugar, e uma vez que a energia reativa não integrará a parcela II da tarifa de UGS, as variações preço-a-preço são nulas nos três cenários.

Os impactes apresentados demonstram a necessidade de convergir gradualmente para uma imputação dos CIEG de acordo com a estrutura das tarifas de Acesso às Redes (excluindo os CIEG).

Quadro 4-8 - Comparação dos cenários 1, 2 e 3 face às tarifas de Acesso às Redes aprovadas para 2021

Tarifa de Acesso às Redes - Cenário 1								
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
	Horas de ponta	Contra-tada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Indutiva	Capacitiva
MAT	139,0%	-69,5%	-74,7%	-67,0%	-46,4%	-46,9%	0,0%	0,0%
AT	139,0%	-88,2%	-73,2%	-63,1%	-37,5%	-39,6%	0,0%	0,0%
MT	139,0%	-20,3%	-69,9%	-62,4%	-14,4%	-20,4%	0,0%	0,0%
BTE	139,0%	20,6%	-66,8%	-55,8%	-3,6%	-18,6%	0,0%	0,0%
BTN>		20,8%	35,3%	7,6%		-5,8%		
BTN< Tri-horário		20,8%	35,6%	-11,2%		-40,8%		
BTN< Bi-horário		20,8%		8,4%		-40,8%		
BTN< Simples		20,8%			0,4%			

Tarifa de Acesso às Redes - Cenário 2								
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
	Horas de ponta	Contra-tada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Indutiva	Capacitiva
MAT	387,9%	-37,7%	-48,4%	-32,7%	9,5%	8,4%	0,0%	0,0%
AT	237,7%	-83,3%	-62,2%	-47,9%	-11,7%	-14,7%	0,0%	0,0%
MT	174,6%	-8,4%	-65,5%	-56,9%	-1,6%	-8,6%	0,0%	0,0%
BTE	126,6%	14,4%	-68,5%	-58,1%	-8,6%	-22,8%	0,0%	0,0%
BTN>		1,0%	13,1%	-10,1%		-21,3%		
BTN< Tri-horário		13,4%	27,3%	-16,7%		-44,5%		
BTN< Bi-horário		13,4%		1,8%		-44,5%		
BTN< Simples		13,4%			-5,7%			

Tarifa de Acesso às Redes - Cenário 3								
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
	Horas de ponta	Contra-tada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Indutiva	Capacitiva
MAT	0,0%	-20,8%	-34,3%	-14,4%	39,2%	37,9%	0,0%	0,0%
AT	0,0%	-70,3%	-32,7%	-7,3%	57,1%	51,8%	0,0%	0,0%
MT	0,0%	66,4%	-37,3%	-21,6%	78,7%	66,0%	0,0%	0,0%
BTE	0,0%	105,4%	-43,4%	-24,8%	64,1%	38,6%	0,0%	0,0%
BTN>		1,0%	13,1%	-10,1%		-21,3%		
BTN< Tri-horário		13,4%	27,3%	-16,7%		-44,5%		
BTN< Bi-horário		13,4%		1,8%		-44,5%		
BTN< Simples		13,4%			-5,7%			

NOTAS FINAIS

Nesta última secção apresentam-se, de forma sintética, algumas notas finais, através do Quadro 4-9, para enquadrar alguns aspetos da metodologia de cálculo agora proposta.

Quadro 4-9 - Notas finais sobre a metodologia de cálculo da parcela II da tarifa de UGS

Potência em horas de ponta. Será incluída como variável de faturação na parcela II da tarifa de UGS.

Face ao objetivo de transmitir os sinais económicos pelo uso das redes e do sistema, a estrutura vigente da parcela II da tarifa de UGS, assente na potência contratada e na energia ativa, não permitia transmitir o sinal de preço da potência em horas de ponta, que é significativo nos níveis em que a variável se aplica (MAT, AT, MT e BTE). Assim, considera-se importante a sua introdução, não obstante ser necessário promover uma introdução gradual desta variável, através dos coeficientes de estrutura tarifária ($e_{i,j,t}$).

Energia reativa. Não será incluída como variável de faturação da parcela II da tarifa de UGS.

Os preços de energia reativa, nas vertentes capacitiva e indutiva, assumem uma natureza distinta na estrutura tarifária. Os seus valores não refletem diretamente os custos suportados por atividades reguladas pela ERSE, mas procuram sinalizar qual seria o custo para o sistema caso os agentes individuais não adotassem medidas de compensação da energia reativa nas suas instalações. Ao não incluir a energia reativa como variável de faturação na parcela II da tarifa de UGS, isso permite acomodar de forma mais adequada a recomendação da Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), emitida no seu recente relatório ²⁴ sobre tarifas de rede no setor elétrico, segundo a qual os reguladores de energia devem monitorizar os custos no sistema decorrentes da energia reativa e devem ter em conta as práticas seguidas nos outros países europeus.

CIEG negativos. A metodologia de cálculo permite mitigar preocupações de distorção de preços nesta situação.

Nas situações em que o valor global dos CIEG, a repercutir na parcela II da tarifa de UGS, seja negativo, a metodologia de cálculo permite implementar de forma transparente o tipo de decisão que foi tomada nas Tarifas de 2023, nomeadamente estabilizando a variação nos preços de potência (evitando que se tornem negativos) e ajustando a modulação dos preços de energia ativa entre períodos horários (evitando a ocorrência de hierarquias invertidas entre períodos horários).

Diferimento de CIEG. Instrumento complementar para assegurar a estabilidade tarifária.

A possibilidade de diferimento de CIEG, num prazo máximo de cinco anos, contemplada no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, é um instrumento complementar para assegurar a estabilidade tarifária, nomeadamente se esse objetivo não for possível de ser atingido com a metodologia de cálculo agora proposta para a parcela II da tarifa de UGS.

Repercussão diferenciada dos CIEG. Cabe à ERSE implementar eventuais decisões do Governo na sua metodologia de cálculo.

Caso o membro do Governo responsável pela área da energia defina, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, até ao dia 15 de setembro de cada ano, mediante despacho e ouvida a ERSE, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, entre os consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento, cabe à ERSE implementar a decisão através da sua metodologia de cálculo, nomeadamente através dos coeficientes de estrutura tarifária ($e_{i,j,t}$) e dos coeficientes de alocação ($a_{i,t}$).

Isenções parciais ou totais. O fator multiplicativo deve internalizar a redução de receitas devido à existência de isenções.

No caso de existirem isenções parciais ou totais, para certos utilizadores da rede, sobre a totalidade ou parte dos proveitos incluídos na parcela II da tarifa de UGS, o fator multiplicativo deve ter em conta a redução de receitas por efeito das isenções. Por esse motivo, a proposta de articulado inclui uma formulação mais geral para o cálculo da parcela II da tarifa de UGS, capaz de acomodar a existência de isenções para certos utilizadores da rede (ex: clientes eletrointensivos).

Para ilustrar a aplicação da metodologia de cálculo na presença de isenções, apresenta-se o seguinte exemplo:

Um mesmo nível de tensão ($i=XT$); energia como única variável de faturação ($j=W$); dois grupos de utilizadores ($k=A,B$) que perfazem o universo de utilizadores; isenção percentual x_k , a beneficiar apenas os utilizadores do tipo B (i.e. $x_A=0$ e $x_B>0$).

Para recuperar um nível de proveitos R^{UGS2} , o cálculo do preço $T_{i,j}^{UGS2}$ da parcela II da tarifa de UGS deve respeitar o seguinte:

$$R^{UGS2} = \sum_k \sum_i \sum_j (1-x_k) [e_{i,j} \times a_i \times f] \times W_{i,k} = [e_{XT,W} \times a_{XT} \times f] \times W_{XT,A} + (1-x_B) [e_{XT,W} \times a_{XT} \times f] \times W_{XT,B}$$

Reorganizando a expressão, e dados os valores dos coeficientes $e_{i,j}$ e a_i , o fator multiplicativo f é determinado de forma a assegurar a igualdade na seguinte equação :

$$R^{UGS2} + x_B \times [e_{XT,W} \times a_{XT} \times f] \times W_{XT,B} = [e_{XT,W} \times a_{XT} \times f] \times (W_{XT,A} + W_{XT,B})$$

Decorre desta expressão que o preço da parcela II da tarifa de UGS, sem isenção, é dado por $T_{XT,W}^{UGS2} = e_{XT,W} \times a_{XT} \times f$. Da expressão também consta o valor económico da isenção, valorizada com base no preço da tarifa que internaliza a perda de receita devido à isenção. Isto é, o valor económico da isenção, em euros, aplicável ao grupo de utilizadores B é:

$$\text{Isenção}_B = x_B \times [e_{XT,W} \times a_{XT} \times f] \times W_{XT,B}$$

²⁴ «[Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe](#)» da ACER, de janeiro de 2023.

Espanha. Repercussão dos “CIEG” em Espanha também é proporcional ao valor global dos CIEG.

O [Real Decreto 148/2021](#), de 9 de março, estabelece a metodologia de cálculo dos preços dos encargos do sistema elétrico espanhol, o equivalente aos CIEG em Portugal.

A metodologia de cálculo em Espanha também estabelece matrizes com coeficientes para a estrutura dos preços de energia ativa (EUR/kWh) e de potência (EUR/kW/ano), com diferenciação por período horário. Tendo em conta as quantidades previstas para cada variável de faturação, e tendo em conta o valor total dos encargos do sistema elétrico, é aplicado um fator multiplicativo único a todos os preços, de forma a obter os preços unitários a aplicar aos utilizadores da rede. As matrizes de coeficientes, a vigorar em períodos plurianuais, encontram-se no anexo do Real Decreto 148/2021.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

22. Estabelecer uma nova metodologia de repercussão dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), a refletir no cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a recuperar pelos operadores das redes de distribuição.
23. No RT, a proposta implica a criação de um novo artigo 165.º-A para estabelecer a metodologia. No artigo 165.º são eliminadas as referências à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, passando esse artigo a determinar apenas a metodologia de cálculo da parcela I dessa tarifa. A inclusão da potência em horas de ponta afeta a redação dos artigos 92.º, 93.º e 94.º.

4.3 TRANSFERÊNCIA INTERTEMPORAL DE CIEG

RESUMO DA PROPOSTA

Prever no RT a possibilidade de efetuar transferências intertemporais dos proveitos a recuperar relativos à repercussão de todos os CIEG.

ENQUADRAMENTO

No anterior quadro legal, os diferenciais de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) eram os únicos CIEG que podiam ser sujeitos à aplicação de um mecanismo de alisamento quinquenal, nos termos do artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro. Este mecanismo encontra-se atualmente incluído no RT na formulação dos proveitos a recuperar da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE e, deste modo, a dívida gerada com a ativação do mecanismo é detida pelo CUR.

O n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê a possibilidade de repercutir todos os CIEG nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos, com o objetivo de garantir a estabilidade tarifária no cálculo das tarifas anuais. Esta disposição tem impacto nas atividades reguladas cujos proveitos permitidos recuperam os CIEG estabelecidos na legislação ou classificados como tal no RT, nomeadamente:

- na atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial, que recupera o diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados;
- na atividade de gestão global do sistema do operador da rede de transporte, que recupera o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, os custos com mecanismos de capacidade, o custo com a promoção da eficiência energética, os custos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico e custos com apoios à liberalização dos mercados de eletricidade (sustentabilidade, sobreproveitos da extinção das tarifas reguladas);
- na atividade de compra e venda da produção com remuneração garantida do agregador último recurso Último Recurso;
- na atividade de compra e venda do acesso à rede de transporte do operador da rede de distribuição, que recupera os encargos decorrentes dos CMEC;
- na atividade de distribuição de energia elétrica em BT do operador da rede de distribuição, que recupera os custos com as rendas de concessão das redes de distribuição em BT pagas aos municípios.

Nos termos dos n.ºs 9 a 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, propõe-se a inclusão no RT de disposições sobre as taxas de juros a aplicar e a possibilidade de transmissão da dívida criada com a aplicação deste mecanismo [art.º 209.º].

PROPOSTA

Para operacionalizar a transferência intertemporal de proveitos associados à repercussão de CIEG, propõe-se introduzir no RT as formulações necessárias à distinção entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar, em todas as atividades que recuperam os CIEG.

No caso dos CIEG recuperados ao nível da tarifa de UGS do ORT, propõe-se a aplicação da metodologia para o agregado dos CIEG, exceto para o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos

produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, cuja transferência intertemporal se efetuará, naturalmente, ao nível da atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial.

Em caso de ativação das transferências intertemporais de proveitos previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE justificará a forma como os montantes serão diferidos nos vários CIEG, devendo avaliar previamente a capacidade financeira das empresas reguladas para suportarem tais diferimentos, sem que o seu equilíbrio económico e financeiro fique comprometido.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

24. Introduzir a distinção entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar nas atividades que recuperam os CIEG.
25. Introduzir nos proveitos a recuperar uma parcela de alisamento a adicionar aos proveitos permitidos, que corresponde ao valor líquido a repercutir no ano que reflita o efeito cumulativo das transferências intertemporais de proveitos, isto é, o somatório do valor transferido do ano t para anos subsequentes, com as anuidades a pagar no ano t relativas a transferências intertemporais efetuadas em anos anteriores.
26. Alterar os artigos 112.º, 116.º, 122.º, 126.º, 133.º-A do RT, nos termos referidos nos dois pontos anteriores.
27. O tratamento agregado da transferência intertemporal dos CIEG repercutidos na tarifa de UGS do ORT [art.º 116.º], exceto o diferencial de custo dos CAE que terá a sua própria parcela de alisamento no âmbito dos proveitos a recuperar pelo Agente Comercial [art.º 112.º].

4.4 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

RESUMO DA PROPOSTA

Considerar as medidas de contenção tarifária ao nível do agregado dos proveitos referentes aos CIEG recuperados pela tarifa de UGS aplicada pelo operador da rede de distribuição (ORD) nas entregas a clientes, que está atualmente considerado ao nível dos proveitos permitidos ao CUR.

ENQUADRAMENTO

As medidas de contenção tarifária (MCT) têm sido usadas como forma de mitigar os impactos dos CIEG nas tarifas de eletricidade, as quais estão, atualmente, incorporadas nas formulações dos proveitos em dois níveis:

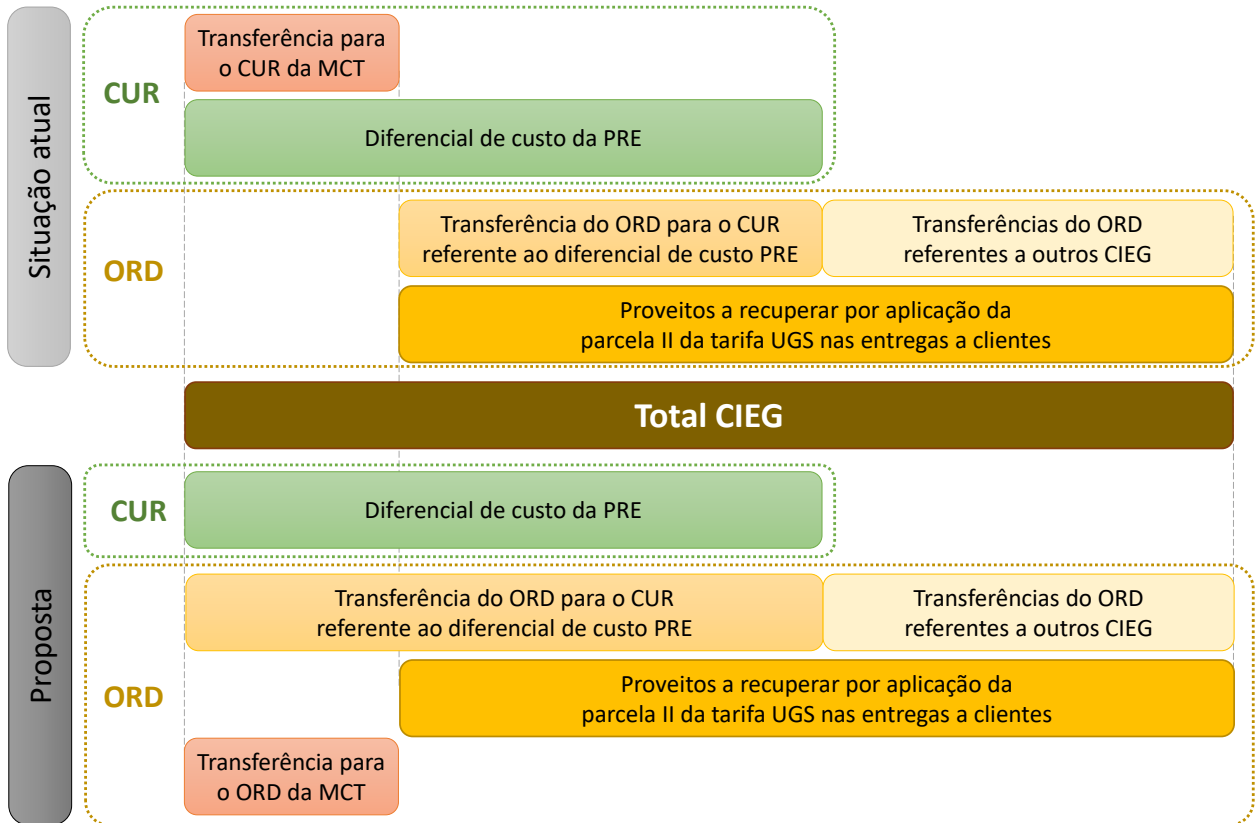
- no valor agregado dos proveitos referentes aos CIEG repercutidos nos proveitos da atividade de gestão global do sistema do operador da rede de transporte (ORT), que são recuperados pela tarifa de UGS aplicada pelo ORT ao ORD (n.º 1 do artigo 116.º do RT);
- nos proveitos da função de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial (PRE) do CUR, correspondente ao diferencial de custo da PRE, cujo valor remanescente é recuperado pela tarifa de UGS aplicada pelo ORD nas entregas a clientes (números 2 e 3 do artigo 128.º do RT).

No primeiro caso, a MCT é deduzida diretamente nos proveitos a recuperar pelo ORT através da tarifa de UGS, enquanto no segundo caso tal não acontece, sendo deduzida nos proveitos permitidos do CUR.

PROPOSTA

Com o objetivo de harmonizar a forma de repercussão das MCT ao nível das tarifas de UGS do ORT e do ORD, propõe-se que no segundo caso a medida deixe de ser repercutida ao nível do CUR, para passar a ser repercutida no agregado dos proveitos referentes aos CIEG recuperados pela tarifa de UGS aplicada pelo ORD nas entregas a clientes. Tal alteração implica que as transferências destas medidas passem a ser efetuadas ao nível dos proveitos da atividade de compra e venda do acesso do ORD. A figura seguinte apresenta esquematicamente a alteração proposta.

Figura 4-10 – Alteração das transferências de medidas de contenção tarifária do CUR para o ORD



Face ao exposto, a ERSE propõe:

28. Alterar a forma de repercussão de medidas de contenção tarifária para mitigação de impactos dos CIEG recuperados pela tarifa de UGS aplicada pelo operador da rede de distribuição, as quais passam a ser consideradas nos proveitos deste operador, que passa a receber as transferências externas destas medidas [art.º 120.º].

5 PROJETOS DE INVESTIGAÇÃO CIENTÍFICA E DESENVOLVIMENTO EM ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS

5.1 PREÇOS A APLICAR NAS ZLT

RESUMO DA PROPOSTA

Estabelecer um preço a pagar pelos projetos de investigação científica e desenvolvimento em Zonas Livres Tecnológicas, em euros por kW/dia.

ENQUADRAMENTO

Num quadro de criação de *sandboxes* regulatórias²⁵, o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece a existência de três Zonas Livres Tecnológicas (ZLT) em Portugal que permitem a dispensa de certas regras regulatórias e que visam promover e facilitar a realização de atividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio, no âmbito das atividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade elétrica e autoconsumo de eletricidade.

As três ZLT consagradas no referido Decreto-Lei n.º 15/2022 situam-se em [art.º 217.º e art.º 218.º]:

- Viana do Castelo: destinada ao estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento para a produção de energia elétrica a partir de energias renováveis de fonte ou localização oceânica;
- Abrantes: destinada ao estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento para a produção, armazenamento e autoconsumo de eletricidade a partir de energias renováveis;
- Perímetro de rega do Mira: destinada ao estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento no âmbito da compatibilização do uso do solo para ambas as atividades, agrícola e de produção de eletricidade, que permita gerar sinergias entre ambas as atividades.

²⁵ Que podem ser definidos como quadros regulamentares temporários criados para avaliarem os potenciais benefícios líquidos de determinada tecnologia, processo ou atividade.

As ZLT são geridas diretamente pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou mediante concessão atribuída através de procedimento concorrencial ²⁶.

Refira-se que as ZLT são distintas da zona-piloto destinada à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas prevista no Decreto-Lei n.º 5/2008 e já consagrada no RT em vigor, cuja exploração foi concessionada à Enondas. Neste último caso, as verbas necessárias para a sua criação são financiadas nos termos estabelecidos na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de junho, tendo estes encargos a natureza de CIEG como referido no capítulo 4.1.

Conforme estabelecido no artigo n.º 223 do referido Decreto-Lei n.º 15/2022, os projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em ZLT que obtenham registo prévio ²⁷ estão isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, bem como de encargos relativos à comparticipação nas redes. Estes projetos ficam sujeitos ao pagamento de um valor fixado em euros por MW/dia a estabelecer pela ERSE e a operacionalizar no RT. O valor destina-se a comparticipar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelos operadores da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT) ou da rede nacional de distribuição de eletricidade (RND).

Refira-se que o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, também prevê a criação de ZLT na Região Autónoma da Madeira, mas não atribui à ERSE competências para a definição de preços que se lhes apliquem.

Dando cumprimento ao estabelecido, cabe à ERSE o estabelecimento de um preço em euros por MW/dia ²⁸, aplicável apenas em Portugal Continental, a pagar ao respetivo operador de rede, que pretende cobrir os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelo operador da rede.

Foram consideradas três alternativas para a definição do referido preço, a saber:

²⁶ Nos termos do artigo 216.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

²⁷ A instalação de projetos de investigação científica e desenvolvimento nas ZLT está sujeita a procedimentos de comunicação prévia no caso de projetos com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW ou a procedimentos de registo prévio no caso de projetos com capacidade instalada superior a 30 kW. De referir, que o artigo 223.º se refere exclusivamente a procedimentos de registo prévio.

²⁸ Por razões de comparabilidade com as tarifas fixadas pela ERSE, propõe-se que o preço seja publicado em euros por kW/dia.

- a) Preço baseado nos custos de investimento e exploração das infraestruturas, mediante propostas dos operadores de rede, considerando a estrutura de custos e particularidades de cada projeto, o que resultaria num preço distinto por infraestrutura.
- b) Preço baseado nos custos incrementais da RNT/RND, conforme determinado no início do período de regulação.
- c) Preço baseado nas receitas anuais das tarifas de uso das redes, por nível de tensão, variabilizado pela potência contratada.

A opção a) foi descartada por considerar-se que além da dificuldade da sua implementação, tanto maior quanto mais ZLT existirem, contraria o princípio da uniformidade tarifária, estabelecido na legislação e que orienta a regulação económica exercida pela ERSE, segundo o qual as tarifas não dependem da localização geográfica das instalações de utilização.

Quanto à opção b), pelo facto de os investimentos da rede de transporte considerados no cálculo dos custos incrementais não incluírem os investimentos motivados por objetivos de política energética e de desenvolvimentos de produção renovável e, além disso, por aos custos incrementais se aplicarem por vezes fatores multiplicativos inferiores a 1, de modo a obter os proveitos permitidos ²⁹, não se considera adequada a aplicação da metodologia de custos incrementais.

A opção c), que é a opção proposta, consiste na variabilização das receitas marginais escaladas (para os proveitos permitidos) pelas quantidades de potência contratada nos níveis de tensão em MAT, AT, MT e BT. O preço definido é assim diferenciado por nível de tensão, sendo aplicável à potência tomada ³⁰.

Considerando dados de receitas e quantidades das tarifas de uso de redes fixadas para o exercício tarifário de 2023, resultariam os preços que constam do Quadro 5-1.

²⁹ Por exemplo, para o ano de 2022, aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta de MAT e de AT aplica-se um fator multiplicativo inferior a 1 (0,82) de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Transporte. Quanto à rede de distribuição é aplicado um fator multiplicativo de 0,66 em AT e MT e de 1,17 em BT. Para informação detalhada sobre o cálculo dos custos incrementais veja-se o documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2022», de 15 de dezembro de 2021, disponível em <https://www.erse.pt/media/s3mdkbcx/estrutura-tarif%C3%A1ria-se-2022.pdf>.

³⁰ A potência a faturar corresponde ao maior valor da potência ativa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

Quadro 5-1 - Exemplo de cálculo dos preços a aplicar nas ZLT

	Receitas 2023	Potência contratada 2023	Preço
	mil euros	(kW/mês)	EUR/(kW.dia)
MAT	6 236	688 037	0,0248
AT	48 310	1 504 961	0,0879
MT	271 923	6 374 330	0,1169
BT	1 042 025	41 450 466	0,0689

É solicitada aos operadores de rede que reportem anualmente à ERSE informação de quantidades associadas aos projetos de investigação e desenvolvimento inseridos em ZLT para os anos de t-2, t-1 e t.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

29. O preço de potência aplicável às ZLT será diferenciado por nível de tensão, sendo aplicável à potência tomada do mês a que a fatura respeita.
30. Introdução de novo artigo 111.º C no RT.
31. Inclusão nos deveres de reporte à ERSE informação das ZLT (especificado nos artigos 184.º, 188.º, 191.º e 193.º).

5.2 REPERCUSSÃO DE RECEITAS PROVENIENTES DE PAGAMENTOS DAS ZLT E PROJETOS DE INOVAÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA

As receitas dos operadores da RNT e da RND provenientes do preço a pagar pelos projetos de investigação científica e desenvolvimento em ZLT, bem como os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT suportados pelos referidos operadores, serão repercutidos nos proveitos permitidos de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis a esses operadores. Ou seja, essa repercussão não implica alterações ao RT.

ENQUADRAMENTO

De acordo com o artigo 220.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a realização das infraestruturas de ligação à RESP e os ramais de ligação das instalações a implantar nas ZLT de energias renováveis competem aos respetivos operadores da rede e integram as concessões da RNT e da RND, devendo ser aprovadas pela ERSE caso não estejam previstas nos PDIRT ou PDIRD.

Adicionalmente, como detalhado na secção 5.1 anterior e de acordo com o referido Decreto-Lei, os projetos de investigação científica e desenvolvimento em ZLT estão sujeitos ao pagamento, aos operadores da RNT ou da RND, de um valor fixado em euros por MW/dia a estabelecer pela ERSE. Este valor destina-se a compartilhar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelos respetivos operadores.

Refira-se que desde o período de regulação iniciado em 2022, a metodologia de regulação³¹ aplicada às atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica (em AT, MT e BT) baseia-se num *revenue cap* que se aplica à totalidade dos custos, CAPEX³² e OPEX³³, ou seja, ao TOTEX³⁴, que evolui parcialmente com alguns indutores. Isto é, quer a remuneração dos custos de investimento em infraestruturas (amortizações e remuneração do ativo líquido), quer os custos e proveitos de exploração, integram a base de custos totais, ou TOTEX, definida no início de cada período de regulação, que por sua vez determina o cálculo dos proveitos permitidos em todos os anos desse período. Não existe assim uma correspondência direta entre o CAPEX e o OPEX verificados em cada ano e os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas.

No início do período de regulação subsequente define-se uma nova base de custos, baseada numa avaliação dos custos de investimento e de exploração efetivamente ocorridos e dos que se estima que venham a ocorrer durante esse período, designadamente os custos de investimento decorrentes de projetos considerados em planos de desenvolvimento das redes já sujeitos a parecer da ERSE.

Esta metodologia é complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, que permite refletir nos proveitos permitidos, a partir de certa medida, os desvios dos custos de investimento e de exploração efetivamente ocorridos face aos considerados inicialmente na base de custos totais.

³¹ Metodologia detalhada no documento "[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)"

³² Do inglês *Capital Expenditure*, que inclui os custos de investimento (remuneração do ativo e amortizações).

³³ Do inglês *Operational Expenditure*, que inclui os custos de exploração.

³⁴ *Total Expenditure*, que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*).

PROPOSTA

Propõe-se que os valores recebidos pelos operadores da RNT e da RND, pagos pelos projetos de inovação e desenvolvimento nas ZLT, sejam repercutidos nos respectivos proveitos permitidos de acordo com a metodologia de regulação atualmente em vigor, de *revenue cap* aplicado ao TOTEX, sem necessidade de alteração do RT.

Mais concretamente, estas receitas, que estarão incluídas nos proveitos suplementares dos operadores de rede, serão consideradas na definição da base de custos de cada novo período de regulação (e, implicitamente, refletidas nos proveitos permitidos). Mantém-se assim para estas receitas o mesmo tratamento conferido aos custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelos respetivos operadores. Da mesma forma, as receitas efetivamente recebidas em cada ano, tal como os custos de exploração e investimento a que estão associadas, serão consideradas no cálculo do valor do mecanismo de ganhos e perdas.

Será assim necessário solicitar aos operadores da RNT e da RND informação desagregada que permita monitorizar estas receitas, bem como os custos de investimento e exploração correspondentes. Nesse sentido, a ERSE refletirá esta desagregação de custos e proveitos na próxima revisão das normas complementares de reporte financeiro.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

- | |
|---|
| <p>32. Repercutir as receitas dos operadores da RNT e da RND provenientes do preço a pagar pelos projetos de investigação científica e desenvolvimento em ZLT nos proveitos permitidos desses operadores de rede de acordo com a metodologia de regulação em vigor, de <i>revenue cap</i> aplicado ao TOTEX.</p> <p>33. Esta proposta não implica alterações do RT.</p> |
|---|

6 ESTRUTURA TARIFÁRIA

6.1 TARIFAS DE ACESSO APLICÁVEIS ÀS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO

RESUMO DA PROPOSTA

Isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes para as instalações de armazenamento autónomo, pelo carregamento de energia a partir da RESP, a ser reavaliada no início de cada período de regulação.

ENQUADRAMENTO

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, uma **instalação de armazenamento** corresponde «*a uma instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou UPAC, excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação elétrica da instalação de utilização*»³⁵. Portanto, a definição apresentada no regime jurídico do setor exclui as formas de armazenamento dentro das instalações de utilização (i.e. armazenamento *behind-the-meter*).

Em termos tarifários, o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece no artigo 213.º três condições para a aplicação de **tarifas a instalações de armazenamento**. Primeiro, as tarifas de uso das redes aplicáveis às instalações de armazenamento «*devem refletir os custos provocados nas redes bem como os custos evitados para o SEN*», sugerindo que os custos evitados se podem relacionar com o aumento da eficiência, resiliência e flexibilidade da RESP. Assim, na aplicação do princípio tarifário de adequar «*as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema*»³⁶, devem ser tidos em conta não apenas os custos provocados, mas também os custos evitados. Segundo, o regime jurídico estabelece que as instalações de armazenamento devem ficar sujeitas a uma «*única incidência da tarifa de uso das redes para o carregamento e injeção de modo a evitar a dupla oneração da eletricidade armazenada*». Uma vez que atualmente não se aplica em

³⁵ Artigo 3.º, alínea qq) do Decreto-Lei n.º 15/2022. Nos termos da alínea d) do mesmo artigo, por **armazenamento de energia** entende-se «*a transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção através da sua conversão numa outra forma de energia, designadamente química, potencial ou cinética*». A alínea aa) do referido artigo define ainda a **energia armazenada** como «*a energia elétrica acumulada em sistemas de armazenamento de energia, incluindo em veículos elétricos quando os mesmos sejam capazes de introduzir energia na rede, nomeadamente através dos pontos de carregamento bidirecionais associados à IU*».

³⁶ Artigo 207.º, n.º 1, alínea h) do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Portugal nenhuma tarifa de uso das redes pela injeção de energia na rede pública, esta condição está naturalmente satisfeita. Em terceiro lugar, o referido artigo estabelece a isenção tarifária do pagamento dos encargos correspondentes aos CIEG que estejam refletidos na tarifa de Uso Global do Sistema.

Em Espanha, a bombagem dos produtores hidroelétricos e as baterias de armazenamento de energia ligadas às redes de transporte e de distribuição, estão isentas do pagamento das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, nos termos do n.º 2 do artigo 2.º da [Circular n.º 3/2020](#) da CNMC de 15 de janeiro, na redação vigente. Ao abrigo do [Real Decreto 148/2021](#), de 9 de março, na redação vigente, que estabelece a metodologia de cálculo dos encargos do sistema, a bombagem e as baterias de armazenamento estão igualmente isentas dos encargos equivalentes aos CIEG no enquadramento português, de acordo com o n.º 3 do artigo 1.º do diploma. No caso do Real Decreto, o diploma refere explicitamente que a isenção dos encargos apenas diz respeito aos consumos necessários para a produção e injeção dos produtores hidroelétricos e das baterias, respetivamente, excluindo-se assim os consumos realizados para outros fins.





























Importa referir que os produtores hidroelétricos em Portugal estão em concorrência direta no MIBEL com os produtores hidroelétricos em Espanha, pelo que qualquer alteração no regime de isenção vigente poderá ter consequências na sua competitividade face às centrais homólogas em Espanha.

Na Europa, existem práticas distintas na aplicação de tarifas de uso das redes de transporte e distribuição a instalações de armazenamento. O relatório da ACER ³⁷, sobre tarifas de rede no setor elétrico, apresenta o ponto de situação no ano de 2022, cuja informação se resume no Quadro 6-1. Nesse quadro conclui-se que apenas seis países (Chipre, Eslovénia, Espanha, Estónia, Itália e Letónia) não aplicam qualquer tarifa pelo uso das redes de transporte e distribuição às instalações de armazenamento. Em contraste, existem dez países (Alemanha ³⁸, Áustria, Bélgica, Dinamarca, Eslováquia, Finlândia, França, Irlanda, Noruega e Suécia) que aplicam a estas instalações tanto tarifas pela injeção, como também tarifas pelo consumo.

³⁷ «[Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe](#)» da ACER, de janeiro de 2023.

³⁸ Na Alemanha, aplica-se uma tarifa negativa para a injeção na rede de distribuição.

Quadro 6-1 - Aplicação de tarifas de transporte e distribuição a instalações de armazenamento na Europa

																															
Ligação ao Transporte	Injeção		•	•					•	•				•	•				•					•							•
	Consumo	•	•	•	•	•		•	•	•				•	•	•	•	•				•	•		•	•	•	•	•		•
Ligação à Distribuição	Injeção	•	•	•						•				•										•					•	•	
	Consumo	•	•	•		•		•	•	•				•	•						•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•

Fonte: Informação recolhida do Relatório da ACER referente ao ano 2022, com base na Tabela 19 no Anexo.

* Notas: Na Alemanha, aplica-se uma tarifa negativa para a injeção na rede de distribuição. Na Croácia será introduzida uma tarifa para a injeção na rede em 2023 para ligações à rede de transporte e distribuição. Na Dinamarca será introduzida uma tarifa para a injeção na rede em 2023 para ligações à rede de distribuição. Em Malta, não existe uma rede de transporte. Na Noruega, aplicam-se as perdas marginais pela injeção na rede, podendo os valores ser positivos ou negativos. Na Polónia, a tarifa pelo consumo a partir da rede de transporte aplica-se ao consumo líquido (descontado da injeção).

O mesmo relatório permite ainda avaliar a existência de tratamentos diferenciados entre centrais hidroelétricas com bombagem e outras instalações de armazenamento (Quadro 6-2). Para um total de dez países, incluindo Portugal, identificam-se práticas diferenciadas entre estas tipologias de instalações³⁹. Em seis países (Áustria, Chéquia, Eslováquia, França, Irlanda e Portugal) observa-se um tratamento tarifário mais benéfico para as centrais hidroelétricas com bombagem. Contudo, existem também cinco países⁴⁰ (Alemanha, Eslováquia, Irlanda, Lituânia, Roménia) com tratamentos tarifários que beneficiam as outras instalações de armazenamento, em particular as de menor dimensão.

³⁹ No quadro também se incluem os casos em que existe uma diferenciação tarifária consoante a dimensão da instalação, uma vez que isso pode constituir uma forma indireta de diferenciação, dado que as centrais hidroelétricas com bombagem constituem tendencialmente, à data de hoje, as maiores instalações de armazenamento nos sistemas elétricos.

⁴⁰ Não se inclui a Suécia nesta listagem por a informação disponível ser vaga.

Quadro 6-2 - Diferenciação tarifária na aplicação das tarifas de transporte e distribuição na Europa

Diferenciação tarifária entre centrais hidroelétricas com bombagem e outras instalações de armazenamento	
 Alemanha	Centrais hidroelétricas, cuja potência de bombagem ou de turbina tenha aumentado pelo menos em 7,5%, ou cuja capacidade de armazenamento tenha aumentado em pelo menos 5% desde 4 de agosto de 2011, beneficiam de uma isenção total durante 10 anos. Outras instalações de armazenamento, construídas desde 2009, e que tenham iniciado a atividade nos 15 anos após 4 de agosto de 2011, beneficiam de uma isenção total durante 20 anos.
 Áustria	As centrais hidroelétricas com bombagem, por serem instalações de grande dimensão que podem apoiar a operação da rede de transporte, estão isentas das tarifas de uso das redes e do pagamento de perdas na rede durante um período de 15 anos.
 Chéquia	As centrais hidroelétricas com bombagem, por prestarem serviços de balanço à rede, encontram-se historicamente isentas do pagamento do termo de potência pelo consumo a partir da rede. Se existissem outras instalações de armazenamento ligadas à rede, estas não estariam abrangidas por essa isenção.
 Eslováquia	As centrais hidroelétricas com bombagem, com uma potência instalada inferior a 5 MW, beneficiam de uma isenção total. As instalações de armazenamento que apenas prestam serviços de sistema estão igualmente isentas.
 França	As centrais hidroelétricas com bombagem, ligadas à rede de transporte, beneficiam de isenções parciais no caso de preencherem determinadas condições (consumo > 10 GWh/ano, utilização superior a 44% nas horas de baixo consumo).
 Irlanda	Existe uma central hidroelétrica com bombagem, ligada ao transporte, que beneficia de uma isenção total. Todas as instalações ligadas à rede de distribuição, com uma potência até 5 MW, estão isentas do pagamento da tarifa de uso da rede de transporte.
 Lituânia	Baterias com uma potência inferior a 1 MW, e ligadas à rede de distribuição, estão isentas das tarifas de uso das redes. No caso das baterias com uma potência superior a 1 MW, o consumo de energia a partir da rede, que seja utilizado para balancear a rede de transporte, está isento do pagamento de tarifas de uso das redes.
 Portugal	As centrais hidroelétricas com bombagem, por serem instalações de grande dimensão que podem apoiar a operação do sistema elétrico, estão isentas das tarifas de uso das redes.
 Roménia	As instalações de armazenamento, cuja potência instalada seja inferior a 5 MW, estão isentos da tarifa de transporte pela injeção na rede de distribuição.
 Suécia	Em algumas áreas de rede de distribuição, existem isenções totais ou parciais para algumas instalações de armazenamento.

Fonte: Informação recolhida do [Relatório](#) da ACER relativa ao ano 2022, com base na Tabela 20 no Anexo.

De referir também que no âmbito da [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), sobre a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, a ERSE procurou antecipar o debate sobre o tratamento tarifário a dar às instalações de armazenamento, ainda antes da sua inclusão no regime jurídico do setor. No relatório da consulta pública o regulador decidiu pelo seguinte:

- Manutenção da isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes para as centrais hidroelétricas com bombagem.
- No caso das instalações autónomas de armazenamento, aplicação de tarifas de Acesso às Redes, deduzidas dos CIEG.
- Após a alteração da legislação do setor elétrico, a ERSE comprometeu-se voltar a discutir esta matéria.

Na referida Consulta Pública foi consensual entre os agentes a manutenção da isenção de tarifas de Acesso às Redes para as centrais hidroelétricas com bombagem, considerando que esta potencia a utilização do sistema elétrico e contribuiu para o aumento da sua flexibilidade. No que se refere ao armazenamento alguns agentes solicitaram a isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes para todas as instalações de armazenamento, afirmando que a proposta da ERSE não assegurava o tratamento não discriminatório entre tecnologias, tratando de forma mais penalizadora tecnologias emergentes do que tecnologias já existentes e estabelecidas. Outros agentes, consideraram prudente adiar a decisão até à clarificação do regime legal aplicável ao armazenamento, que veio a ser concretizado através do Decreto-Lei n.º 15/2022.

PROPOSTA

Tendo em conta que o Decreto-Lei n.º 15/2022 não estabelece um enquadramento tarifário separado para as instalações de produção e as instalações de armazenamento, como o regime aplicável em Espanha, e que a flexibilidade das instalações de armazenamento contribui, em abstrato, para a retangularização do diagrama da carga na rede, considera-se que a isenção de tarifas de Acesso às Redes atualmente em vigor para os produtores hidroelétricos, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem e posterior produção de energia elétrica, deve ser aplicado a todas as instalações de armazenamento pelo carregamento de energia a partir da RESP, excluindo as instalações de armazenamento integradas numa instalação de utilização. A isenção aplica-se apenas aos consumos de energia a partir da RESP que sejam necessários para posterior injeção de energia elétrica na RESP, pelo que será atribuída apenas às instalações autónomas de armazenamento. Caso contrário, poderiam criar-se situações em que parte da energia consumida pela instalação de armazenamento seria posteriormente transferida para outros fins, incluindo possivelmente situações de gestão de consumos de energia por instalações de consumo detentoras de armazenamento, que assim passariam a beneficiar de uma isenção tarifária.

Contudo, esta isenção deverá ser reavaliada no tempo, podendo ser gradualmente eliminada. A isenção deve refletir o valor do armazenamento para o sistema, o que pode diferir também em função das características das instalações de armazenamento e do seu valor de flexibilidade para o sistema. Assim, no sentido de avaliar que esta isenção tarifária reflete os «*custos provocados nas redes bem como os custos evitados para o SEN*», como estabelecido no n.º 1 do artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE irá proceder a um estudo sobre os custos provocados e evitados no SEN. Essa análise deve ter em conta também se outros mecanismos de mercado, como por exemplo mercados de flexibilidade, não contribuem já para a remuneração da flexibilidade que estes utilizadores da rede trazem para o sistema, podendo a isenção tarifária resultar eventualmente num duplo benefício.

A necessidade de se reverem regularmente as condições que justifiquem regimes de isenção tarifária é uma recomendação da Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) ⁴¹, no âmbito das metodologias das tarifas de uso das redes no setor elétrico. Face ao exposto esta isenção de tarifas de Acesso às Redes deverá ser reavaliada para cada novo período de regulação.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

34. Isenção do pagamento das tarifas de Acesso às Redes para as instalações de armazenamento autónomo, pelo carregamento de energia a partir da RESP, a ser reavaliada no início de cada período de regulação.
35. Eliminação dos artigos 62.º a 64.º do RT e introdução do novo artigo 54.º-B. Eliminação do n.º 2 do artigo 24.º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do Setor Elétrico.
36. A isenção aplicável aos produtores hidroelétricos, que anteriormente constava RARI, é transferida para o novo artigo 54.º-B do RT.

6.2 TARIFAS DE ACESSO APLICÁVEIS ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

RESUMO DA PROPOSTA

Estabelecer no RT as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo, para consumo e para autoconsumo, e as respetivas deduções de CIEG previstas na legislação.

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece o estatuto do cliente eletrointensivo (CEI), o qual pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos [art.º 192.º, n.º 1].

⁴¹ Parágrafo (210) do Relatório «[Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe](#)», da ACER (fevereiro 2021).

A obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no diploma [art.º 194.º, n.º 2], entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) ou média tensão (MT), assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia [art.º 194.º, n.º 1]. A [Portaria n.º 112/2022](#), de 14 de março, que regulamenta o estatuto do CEI, respeita a este último conjunto de requisitos.

Em termos operacionais, o pedido de obtenção do estatuto é dirigido à Direção-Geral de Energia (DGEG), que procede à sua apreciação e posterior aceitação ou rejeição. A DGEG é também responsável pela aferição das condições de elegibilidade das instalações de consumo em base anual. [DL 15/2022, art.º 193.º, n.º 2]

A obtenção do estatuto garante o direito a medidas de apoio [DL 15/2022, art.º 195.º, n.º 2], entre as quais se destacam as seguintes, relativas a tarifas [al. a) e al. b)]:

- no que se refere ao consumo de energia elétrica (através da contratação com um comercializador, por exemplo): redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75%, dos encargos correspondentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema;
- no que se refere a autoconsumo (proveniente de UPAC, unidade de produção para autoconsumo): isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema.

Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022 vem ainda estabelecer que:

- para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE [art.º 9.º, n.º 2];
- para o autoconsumo, aplicam-se as tarifas de Acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida [art.º 10.º, n.º 1].

A mesma portaria estabelece quais os elementos de informação que devem instruir o pedido de adesão ao estatuto do CEI. Entre estes, inclui-se o comprovativo do contrato de fornecimento de energia elétrica no

âmbito dos mercados organizados, através da contratação bilateral ou através de comercializadores em regime livre, mediante ligação à rede de MAT, AT ou MT [anexo, n.º 1]. Assim, para obter o estatuto, a instalação deverá ter um contrato em mercado livre. Ainda assim, o cliente eletrointensivo pode vir a ser transitoriamente fornecido pelo CUR, designadamente em virtude de o seu comercializador declarar insolvência. Ainda que o CEI solicite e consiga com brevidade efetuar a mudança para um comercializador de mercado, a não disponibilização de uma tarifa de Venda a Clientes Finais específica, no âmbito do fornecimento supletivo, colocaria o CEI numa posição de injustiça relativa. Por esse motivo, a proposta considera tanto a existência de tarifas de Acesso às Redes, como a existência de tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, específicas para instalações de CEI, localizadas em Portugal Continental.

De assinalar que as tarifas e preços para 2023 já integram a publicação dos preços das tarifas de Acesso às Redes que se aplicam a estas instalações ⁴².

Por último, importa referir que o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece um regime transitório aplicável a instalações de consumo abrangidas pelo estatuto do CEI [art.º 280.º], em que as instalações de consumo abrangidas podem, no âmbito da celebração de contratos de aquisição de energia renovável, beneficiar de isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG previstos, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, na componente de energia elétrica objeto daquele contrato, a vigorar pelo prazo estabelecido para a obtenção de licença de produção e de licença de exploração, nos termos estabelecidos no diploma.

IMPACTES DAS DEDUÇÕES DE CIEG

Os montantes de encargos de CIEG que sejam alvo de isenção serão socializados pelos restantes consumidores. Dado que se tratam de instalações de elevado consumo de eletricidade, essa socialização poderá ser significativa.

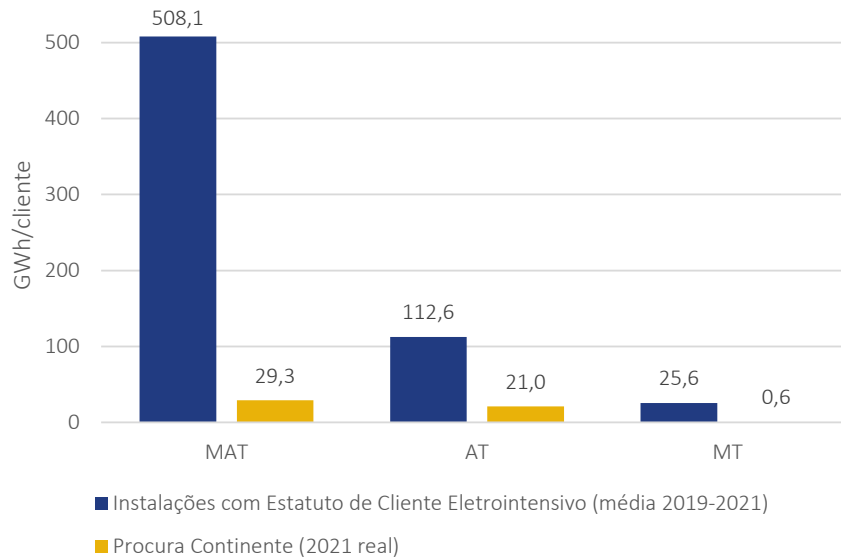
Por isso, importa conhecer, desde logo, esse universo. Apresenta-se de seguida uma caracterização das instalações abrangidas, a partir da listagem das instalações de consumo beneficiárias da isenção de CIEG, enviada pela DGEG à ERSE, em julho de 2022, ao abrigo do estabelecido na Portaria n.º 112/2022 [art.º 9.º, n.º 3].

⁴² [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023](#), ERSE, dezembro de 2022.

A listagem inclui 55 instalações, a grande maioria com ligação à RESP em AT. As instalações de CEI representaram 7,3 TWh de consumo médio anual entre 2019 e 2021, com 49% desse consumo a ocorrer em horas de vazio. A potência instalada total das instalações é de 2 062 MVA, a que corresponde uma potência contratada total de 55% desse valor.

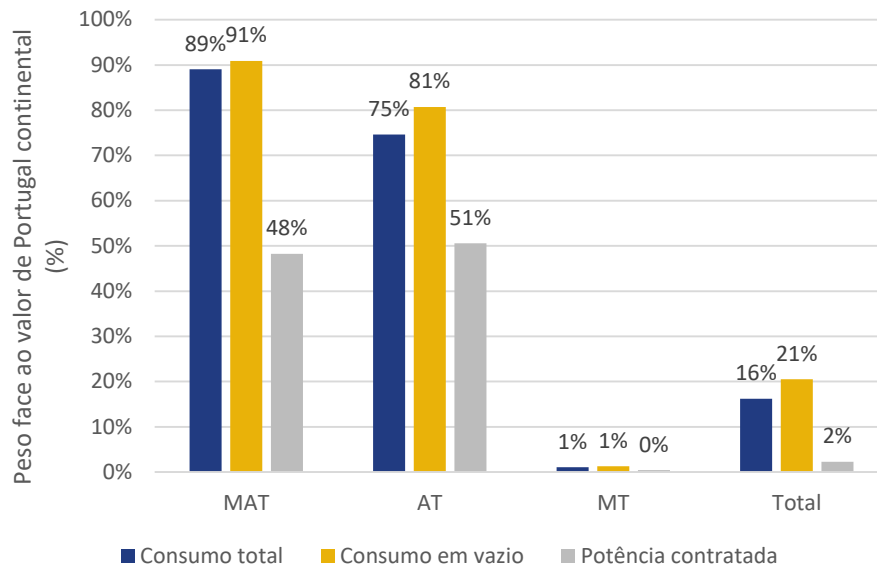
A Figura 6-1 permite observar que estas instalações têm, de facto, um consumo médio bastante superior ao da totalidade das instalações ligadas no correspondente nível de tensão (entre cinco a 45 vezes).

Figura 6-1 - Consumo médio anual (2019 a 2021) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo médio (2021) da procura em Portugal continental



Da Figura 6-2 retira-se que estas instalações representam a maioria do consumo das instalações ligadas em MAT e em AT.

Figura 6-2 -Peso do consumo (média 2019 a 2021) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (valores reais de 2021)



Nota: as colunas «Total» correspondem ao peso de todas as instalações com estatuto de cliente eletrointensivo (MAT, AT e MT) na procura em Portugal Continental (MAT, AT, MT e BT).

De seguida, apresenta-se uma quantificação de impactos decorrentes das deduções de CIEG de que beneficiam estas instalações. Os impactos apresentados têm por base valores das tarifas de 2021, uma vez que em 2022 e em 2023 os encargos com o CIEG são negativos, pelo que não podem ser utilizados como referência.

No que se refere à isenção de CIEG para o autoconsumo de instalações com estatuto de CEI, as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis assumem preços idênticos às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para 100% de isenção de CIEG, tal como atualmente publicadas no âmbito do regime do autoconsumo. No entanto, as deduções para instalações de CEI não têm prazo de vigência, ao contrário das isenções de CIEG para o autoconsumo, que são limitadas no tempo⁴³. A medida de apoio incluída no estatuto do cliente eletrointensivo é, por isso, mais duradoura e vantajosa do que o regime aplicável ao autoconsumo em geral.

⁴³ O [Despacho n.º 6453/2020](#), de 19 de junho, estabelece a isenção de CIEG para projetos de autoconsumo que obtenham condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2021. O [Despacho n.º 10376/2021](#), de 22 de outubro, prorroga por um ano (2022) o prazo para os projetos de autoconsumo licenciados e/ou registados, que envolvam a utilização da rede pública, poderem beneficiar da referida isenção. A isenção vigora durante sete anos após a verificação da elegibilidade.

Os valores, em termos médios, da isenção de encargos de CIEG para o autoconsumo em instalações de CEI, em 2021, são os apresentados no Quadro 6-3. A isenção na componente de autoconsumo, para as tarifas desse ano, representa, no mínimo, cerca de 53% das tarifas de Acesso às Redes pagas pelo consumo, atingindo cerca de 62% em MAT.

Quadro 6-3 - Valor médio da isenção total de encargos de CIEG e peso nas tarifas de Acesso às Redes, em 2021

Nível de tensão ou tipo de fornecimento	Valor médio da isenção total de CIEG EUR/MWh	Peso na Tarifa de Acesso às Redes %
MAT	13,9	61,5%
AT	16,9	59,6%
MT	25,6	53,4%

Nota: Valores relativos às tarifas de energia elétrica do ano de 2021.

No que se refere ao consumo de instalações com estatuto de CEI, os valores, em termos médios, que correspondem à dedução de encargos de CIEG em 75%, em 2021, são os apresentados no Quadro 6-4. Esta redução na componente de consumo, tendo em consideração as tarifas desse ano, representa, no mínimo, cerca de 45% das tarifas de Acesso às Redes, atingindo cerca de 55% em MAT. Em relação ao preço final pago pelos CEI, a isenção pode representar cerca de 21% da tarifa aditiva de venda a clientes finais ⁴⁴.

⁴⁴ O conceito de «tarifa aditiva de venda a clientes finais» inclui para além da tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.

Quadro 6-4 - Valor médio da redução de 75% de encargos de CIEG e peso nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais, em 2021

Nível de tensão ou tipo de fornecimento	Valor médio da redução de CIEG em 75% EUR/MWh	Peso na Tarifa de Acesso às Redes %	Peso na Tarifa de Venda a Clientes Finais %
MAT	12,4	54,7%	17,0%
AT	14,0	49,6%	17,5%
MT	21,8	45,3%	21,1%

Nota: Valores relativos às tarifas de energia elétrica do ano de 2021.

A dedução de 75% corresponde a um patamar mínimo, podendo atingir 100%, de acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022. De assinalar que, no caso de uma redução total, o benefício económico desta dedução é inclusive maior do que o benefício atribuído ao autoconsumo, uma vez que no último caso a isenção apenas afeta os encargos transmitidos através das variáveis de faturação aplicáveis ao autoconsumo (energia ativa e potência em horas de ponta), não existindo por isso uma isenção dos encargos dos CIEG refletidos na potência contratada. Esta situação pode comprometer a promoção de autoconsumo junto dos clientes eletrointensivos, uma vez que reduz os benefícios económicos associados com essa modalidade.

Nos quadros seguintes apresenta-se uma quantificação dos impactes tarifários desta redução dos encargos de CIEG para dois cenários distintos, designadamente (A) a redução de 75% dos encargos com os CIEG e (B) a isenção total de CIEG ⁴⁵.

Para cada cenário, assumiu-se que o impacte tarifário da dedução de CIEG aplicada aos CEI é realocado aos restantes clientes de forma proporcional na tarifa de Acesso às Redes, ou seja, assegurando-se um impacto idêntico na tarifa de Acesso às Redes de todos os níveis de tensão. Os resultados ao nível da tarifa de Acesso às Redes e da tarifa aditiva de venda a clientes finais são apresentados no Quadro 6-5 (Cenário A) e no Quadro 6-6 (Cenário B). O valor económico da isenção, foi estimado em 93,8 milhões de euros no Cenário A e em 125,0 milhões de euros no Cenário B. Consequentemente, a atribuição destas isenções aos CEI implica um agravamento tarifário para os outros clientes, que se manterá enquanto durar a isenção.

⁴⁵ Novamente, utilizaram-se os valores das tarifas para o ano de 2021, em termos de procura total e de preços. A informação relativa às instalações CEI corresponde à recebida da DGEG, conforme referido anteriormente.

Quadro 6-5 - Impacte tarifário da redução de 75% nos CIEG (Cenário A)

Impacte tarifário, Tarifas 2021 Cenário A: Redução de 75% nos CIEG		MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
Impacte na Tarifa de Venda a Clientes Finais, em %							
Clientes Eletrointensivos	%	-15,7%	-16,7%	-18,0%	-	-	-
Outros clientes	%	+0,9%	+1,1%	+1,4%	+1,8%	+1,8%	+1,9%
Impacte na Tarifa de Acesso às Redes, em %							
Clientes Eletrointensivos	%	-50,5%	-47,2%	-38,6%	-	-	-
Outros clientes	%	+3,0%	+3,0%	+3,0%	+3,0%	+3,0%	+3,0%

Quadro 6-6 - Impacte tarifário da redução de 100% nos CIEG (Cenário B)

Impacte tarifário, Tarifas 2021 Cenário B: Isenção total de CIEG		MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
Impacte na Tarifa de Venda a Clientes Finais, em %							
Clientes Eletrointensivos	%	-21,0%	-22,3%	-23,9%	-	-	-
Outros clientes	%	+1,3%	+1,4%	+1,9%	+2,4%	+2,4%	+2,5%
Impacte na Tarifa de Acesso às Redes, em %							
Clientes Eletrointensivos	%	-67,3%	-63,0%	-51,4%	-	-	-
Outros clientes	%	+4,1%	+4,1%	+4,1%	+4,1%	+4,1%	+4,1%

De referir que o impacte tarifário estimado depende do nível global dos CIEG incluído nas tarifas reguladas de um determinado ano. Em particular, esse nível é sensível ao preço de energia nos mercados grossistas de eletricidade, uma vez que influencia diretamente o valor do diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida e com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE). Esta situação é particularmente visível em 2023, ano em que o aumento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas levou à inversão de sinal desses diferenciais de custo.

PROPOSTA

Tomando em consideração o assinalado anteriormente quanto ao estipulado no Decreto-Lei n.º 15/2022, é necessário incluir no RT as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, seja na componente de consumo, seja na componente de autoconsumo. Estas tarifas têm aplicação em Portugal Continental.

No caso da componente de consumo, a proposta é concretizada através da definição destas tarifas de Acesso às Redes e correspondente metodologia de cálculo, nomeadamente as deduções de CIEG previstas na legislação. No caso do autoconsumo, a proposta consiste na inclusão da dedução específica (total) de CIEG para estas instalações.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

37. Introduzir no RT as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto do cliente eletrointensivo, para consumo e para autoconsumo, e as respetivas deduções de CIEG previstas na legislação.
38. Aditamento do artigo 54.º-A, para a componente de consumo. Aditamento do número 5-A no artigo 61.º, para a componente de autoconsumo.

6.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM CASO DE MODOS DE PARTILHA DE ENERGIA ATRAVÉS DE SISTEMAS ESPECÍFICOS COM GESTÃO DINÂMICA

RESUMO DA PROPOSTA

Estabelecer as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da rede elétrica de serviço público (RESP) que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica. Definir que os preços são idênticos aos das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, já existentes.

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 integra o regime jurídico do autoconsumo, anteriormente estabelecido no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, agora revogado.

O autoconsumo é definido como o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC (Unidades de Produção para Autoconsumo) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável [DL 15/2022, art. 3.º, alínea e)]. O autoconsumidor é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os

autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional [art. 3.º, alínea f)].

O autoconsumo pode ser realizado em modo autoconsumo individual, quando o autoconsumo é para consumo numa única instalação elétrica de utilização (IU), ou em autoconsumo coletivo, quando o autoconsumo é para consumo em duas ou mais IU [art.º 3.º, alínea f)]. Em qualquer destas opções está subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo, respeitando as regras estabelecidas [art.º 83.º]⁴⁶, com a interligação entre estas a poder ser realizada por intermédio de redes internas, linhas diretas ou mesmo através da rede elétrica de serviço público (RESP) [art.º 3.º, alínea f)]. Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, o autoconsumidor deve suportar as tarifas em vigor [art.º 88.º, n.º 2, alínea d)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 212.º].

À semelhança do Decreto-Lei n.º 162/2019, o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece tarifas de Acesso às Redes específicas para o autoconsumo através da RESP, as quais se encontram já plasmadas no RT⁴⁷. Além disso, veio, ainda, estabelecer que a ERSE define tarifas de uso das redes aplicáveis à atividade de autoconsumo coletivo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica [art.º 212.º, n.º 7].

Efetivamente, uma novidade face ao regime do Decreto Lei n.º 162/2019 é a partilha dinâmica⁴⁸, no âmbito do autoconsumo coletivo, em que há utilização de sistemas específicos de gestão dinâmica, que possibilitem a monitorização, controlo e gestão dinâmica de energia, em tempo real, com vista à otimização dos fluxos energéticos, os quais devem assegurar determinadas condições, incluindo interoperabilidade com os sistemas do operador da rede, em termos a estabelecer pela ERSE [art.º 87.º, n.º 3 a n.º 5].

Conforme se detalha no documento justificativo da proposta de reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), parte da presente consulta pública, embora a partilha dinâmica esteja, agora, expressamente prevista no Decreto-Lei n.º 5/2022, este modo de partilha já consta do

⁴⁶ Com a exceção das instalações que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo, para as quais está prevista a isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo [art.º 195.º n.º 2, al. b)] (ver também a secção 0 deste documento).

⁴⁷ Na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, a ERSE aprovou o RAC (Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, revogado pelo [Regulamento n.º 373/2021](#), de 5 de maio). Após a reformulação do RT, aquando da [consulta pública n.º 101](#), as tarifas específicas do autoconsumo passaram do RAC para o RT.

⁴⁸ Mais informação sobre modos de partilha no âmbito do autoconsumo pode ser consultada no documento justificativo da proposta de reformulação do RAC, parte da presente consulta pública.

projeto-piloto em desenvolvimento pelo operador das redes de distribuição em MT e AT em Portugal continental, dedicado aos coeficientes de partilha dinâmica e hierárquica, acessível também através do regime dos projeto-piloto de iniciativa das entidades gestoras do autoconsumo coletivo, que se encontram em fase inicial de implementação.

PROPOSTA

Tendo em consideração que o Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica, torna-se necessário que essas tarifas passem a constar no RT.

No entanto, tendo em consideração o estado inicial de desenvolvimento deste tipo de projetos de autoconsumo coletivo, incluindo a ausência de informação quanto a potenciais impactes da partilha dinâmica, a ERSE entende que as tarifas devem ser idênticas às tarifas aplicáveis aos restantes modos de partilha em autoconsumo coletivo.

Se, por um lado, eventuais custos incorridos pelos operadores das redes para garantir a partilha dinâmica são socializados por todos os consumidores, por outro lado, onerar as tarifas de Acesso às Redes deste modo de partilha pode constituir-se como barreira ao seu desenvolvimento e à inovação (sendo que soluções inovatórias poderão beneficiar todos os consumidores).

A ERSE poderá reavaliar a necessidade de estabelecer tarifas com preços diferenciados, quando houver projetos em operação que permitam recolher informação adequada.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

39. Explicitar que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, já previstas no RT, são também aplicáveis ao autoconsumo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica.

40. Aditamento ao art.º 58.º.

6.4 PROCEDIMENTOS TARIFÁRIOS PARA A FIXAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS

RESUMO DA PROPOSTA

Ao nível dos procedimentos, é fundamental assegurar que as decisões e a atuação do operador da Rede de Distribuição Fechada (RDF) são transparentes, não discriminatórias e fundamentadas em princípios de eficiência económica. Assim, propõe-se a obrigação do operador da RDF consultar os interessados, sempre que aplicável, relativamente à metodologia e aos preços aplicáveis ao acesso e serviços fornecidos na RDF. É igualmente necessário garantir o acesso efetivo à informação por parte dos utilizadores, através do site na internet do operador da RDF.

Adicionalmente, fica assegurado que no caso do operador da rede com a qual a RDF se encontre interligada assumir transitoriamente a gestão da RDF, na sequência revogação do título de controlo prévio da RDF, são aplicáveis as regras e as tarifas definidas no RT e no RRC.

ENQUADRAMENTO

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador da rede de distribuição fechada é uma pessoa, singular ou coletiva, responsável pela exploração, pela interligação com a RESP e por assegurar a garantia da capacidade da rede de distribuição fechada. As RDF integram-se em domínios ou infraestruturas excluídas do âmbito das concessões de distribuição de eletricidade, nomeadamente uma rede que distribua eletricidade no interior de um sítio industrial, comercial ou de serviços partilhados, geograficamente circunscritos, caminhos de ferro, portos, aeroportos e parques de campismo, que não abasteça clientes domésticos.

Os operadores das RDF estão sujeitos ao cumprimento dos deveres gerais estabelecidos no artigo 113.º para o ORD. Neste contexto, estão sujeitos aos seguintes deveres:

- a) Assegurar a construção, a exploração e manutenção da RDF, bem como das respetivas interligações com outras redes, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;
- b) Assegurar a capacidade a longo prazo da RDF, contribuindo para a segurança do abastecimento;

- c) Assegurar o acesso a terceiros de forma não discriminatória, facultando aos respetivos utilizadores da rede as informações de que necessitem para o acesso à mesma nos termos definidos em regulamentação da ERSE;
- d) Promover o desenvolvimento e adoção de soluções avançadas de proteção, controlo, gestão e digitalização das redes e das operações;
- e) Promover a resiliência da rede e dos sistemas de informação;
- f) Gerir de forma eficiente as instalações e os meios técnicos disponíveis;
- g) Fornecer ao operador de qualquer outra rede com a qual esteja ligada e aos intervenientes da RDF as informações necessárias ao desenvolvimento coordenado das diversas redes, bem como ao seu funcionamento seguro e eficiente;
- h) Preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades e impedir a divulgação discriminatória de informações sobre as suas próprias atividades que possam ser comercialmente vantajosas, salvo na medida do que for necessário ao cumprimento das suas obrigações legais, em particular perante a DGEG, a ERSE e a Comissão Europeia.

Adicionalmente, o operador da RDF tem ainda deveres específicos identificados no artigo 121.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, nos quais se incluem a colaboração com o gestor global do SEN, a celebração de contratos com os utilizadores da RDF, transparente e não discriminatório, do qual constem: as exigências técnicas mínimas a adotar na conceção e funcionamento das instalações a ligar à RDF; a potência máxima de ligação e as características do fornecimento de energia elétrica; as modalidades comerciais definidas para o acesso e ligação à RDF; e as condições de corte ou interrupção da ligação à RDF por desrespeito dos compromissos contratuais ou por razões de segurança da RDF.

O diploma impõe à ERSE⁴⁹ a definição dos procedimentos a observar pelo operador da RDF na definição dos princípios tarifários e das tarifas aplicáveis para o acesso, ligação e serviços auxiliares necessários ao funcionamento das instalações no interior da exploração da RDF.

As tarifas de acesso de terceiros às RDF são estabelecidas pelo respetivo operador, não estando sujeitas às tarifas de energia elétrica aprovadas, anualmente, pela ERSE. Não obstante, a lei permite que os

⁴⁹ No artigo 214.º, n.º 1 estipula que: «O operador da RDF define, para o acesso, ligação e serviços auxiliares necessários ao funcionamento das instalações no interior da exploração da RDF, os princípios tarifários e as tarifas aplicáveis nos termos dos procedimentos a estabelecer pela ERSE nos seus regulamentos».

utilizadores das RDF solicitem a intervenção da ERSE quando considerem que a fixação das tarifas da RDF não obedece a critérios de transparência e adequação.

Nesta base, considera-se que, ao nível dos procedimentos, é fundamental assegurar que as decisões e a atuação do operador da RDF são transparentes, não discriminatórias e fundamentadas em princípios de eficiência económica, garantindo que não são gerados custos desnecessários para os utilizadores da RDF.

Na definição dos princípios tarifários e das tarifas aplicáveis o operador da RDF deve fundamentar-se no respeito pelos seguintes princípios:

- a) Aplicação de tarifas e preços em condições de equidade;
- b) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas;
- c) Eficiência económica no desempenho da sua atividade;
- d) Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente da RDF;
- e) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

A forma de assegurar a transparência será através do escrutínio periódico dos utilizadores das redes fechadas às decisões destes operadores assegurando que os princípios tarifários e as tarifas aplicáveis são compreendidos e do conhecimento dos seus utilizadores.

Assim, propõe-se a obrigação do operador da RDF consultar os interessados relativamente aos princípios, à metodologia, fórmulas de cálculo e aos preços aplicáveis ao acesso e serviços fornecidos na RDF, sempre que estas redes tenham outros utilizadores além do proprietário ou o operador da rede fechada exclusivamente. Para se assegurar o direito de participação e a fundamentação da decisão final, importa estabelecer a obrigatoriedade de divulgação da decisão final pelo operador da RDF. Por fim, é necessário assegurar o acesso efetivo à informação por parte dos utilizadores, através do site na internet do operador da rede fechada.

A periodicidade de consulta deverá ser definida pelo operador da RDF. Propõe-se também a fixação de um período de mínimo de 20 dias úteis para consulta aos interessados e a disponibilização de todos os elementos da consulta no site do operador da RDF.

O artigo 121.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, estabelece que caso seja determinada a revogação do título de controlo prévio da RDF, o operador da rede com o qual a RDF se encontre interligada assume transitoriamente, por um período máximo de dois anos, a gestão, a manutenção e a exploração das

instalações da RDF, de acordo com as metodologias e regulamentação a publicar pela ERSE, ouvidos os operadores da RESP.

Para este efeito, sem prejuízo das condições técnicas aplicáveis, estabelece-se que durante o referido período transitório são aplicáveis as regras e as tarifas reguladas estabelecidas pela ERSE para os operadores da RESP, nos termos definidos no RT e no RRC.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

41. Inscrição de dois novos artigos [artigos 227.º A e 227.º B] relativos i) aos Procedimentos a observar pelo operador da RDF para a definição dos princípios tarifários e tarifas aplicáveis ii) à aplicação das tarifas estabelecidas no RT em caso de revogação do título de controlo prévio da RDF.
42. Alteração da redação do n.º 2 do artigo 1.º.

6.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA – PONTOS DE ENTREGA DA RESP À REDE DA MOBILIDADE ELÉTRICA EM MAT E AT

RESUMO DA PROPOSTA

Alargar as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), aos pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em alta tensão (AT) e em muito alta tensão (MAT).

ENQUADRAMENTO

O regime jurídico da mobilidade elétrica⁵⁰, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, foi instituído em 2010, pelo Decreto-Lei n.º 39/2010, na redação vigente⁵¹. As matérias regulamentares da competência da ERSE encontram-se no Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME)⁵² e no RT, ambos aprovados pela ERSE.

A rede de mobilidade elétrica corresponde ao conjunto integrado de pontos de carregamento e demais infraestruturas, de acesso público ou privativo, relacionadas com o carregamento de baterias de veículos elétricos, incluindo os sistemas de monitorização e gestão dos fluxos físicos e financeiros entre entidades intervenientes na rede de mobilidade elétrica, conforme estabelecido no RME [art.º 4.º, n.º 2, al. n)] e no RT [art.º 3.º, n.º 3, al. ii)].

A energia elétrica que é entregue à rede de mobilidade elétrica provém das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica. Por esse motivo, aos consumos de energia elétrica efetuados a partir de pontos de carregamento de veículos elétricos aplicam-se tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica.

O RT estabelece tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicáveis às entregas aos utilizadores de veículos elétricos [art.º 56.º]. Presentemente, existem duas tarifas, que se distinguem consoante o nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica⁵³ seja em baixa tensão (BT) ou em média tensão (MT) [art.º 56.º, n.º 2]. Assim:

- A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN [art.º 56.º, n.º 3],

⁵⁰ Para um breve enquadramento sobre a mobilidade elétrica, e sobre o setor da mobilidade elétrica em Portugal, em particular, sugere-se a consulta do documento justificativo da [Consulta Pública n.º 101](#) (pág. 52-55).

⁵¹ Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho ([versão consolidada](#)).

⁵² Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro, e pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto ([versão consolidada](#)).

⁵³ Corresponde ao nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica onde se encontra o ponto de carregamento. Cada ponto de carregamento da rede de mobilidade elétrica está integrado numa instalação de utilização, que pode incluir mais do que um ponto de carregamento. Além disso, essa instalação não tem que ser exclusivamente para pontos de carregamento, podendo haver outros consumos além dos da rede da mobilidade elétrica. O nível de tensão de ligação à RESP dessa instalação depende do número de pontos de carregamento da instalação e da potência máxima de cada um desses pontos de carregamento e, também, da tipologia da própria instalação.

- A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT [art.º 56.º, n.º 4].

O racional para a construção da tarifa em entregas da RESP em MT considera que, na situação em que o ponto de entrega está ligado em MT, não é utilizada a rede de distribuição em BT, pelo que, ao abrigo do princípio da aditividade tarifária, não devem os seus utilizadores ser onerados com o pagamento da rede que não utilizam para efeitos do carregamento. Por outro lado, ocorrendo as entregas aos UVE em BT, os CIEG devem ser os da BT, por questões de equidade com os consumidores em BT, nomeadamente no que se refere aos encargos ou benefícios associados aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) ⁵⁴.

De acordo com informação da E-Redes relativa a 2021 (Figura 6-3), a maioria dos pontos de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica são em BT (63%).

Figura 6-3 – Pontos de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica, em 2021

Nível de tensão	Número de pontos de entrega
AT	1
MT	596
BT	1 027

Fonte: E-Redes, informação real, enviada no âmbito do exercício tarifário de 2023.

Nesse ano, a E-Redes informou a ERSE que tinha sido integrado na rede de mobilidade elétrica um ponto de carregamento de veículos elétricos com ponto de entrega da RESP em alta tensão (AT). Na ausência de tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica específica para pontos de entrega da RESP para níveis de tensão superiores à MT, a ERSE transmitiu à E-Redes que, transitoriamente e até à eventual definição de tarifas específicas, se deveria aplicar, nessas situações, a tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT.

⁵⁴ Este tema foi discutido aquando da [Consulta Pública n.º 51](#) (ver [documento justificativo](#)).

PROPOSTA

Tendo em conta o anteriormente referido, importa consagrar, no RT, tarifas de Acesso às Redes para as situações em que os pontos entrega da RESP à rede de mobilidade elétrica são em AT e MAT.

No caso de pontos de entrega da RESP em AT, fica resolvida a situação já existente. No caso de pontos de entrega da RESP em MAT, tal permite, desde logo, estabelecer a correspondente tarifa de Acesso às Redes, pelo que a sua inexistência não se constituirá como um fator de incerteza para eventuais interessados nesse tipo de soluções de ligação à RESP para entregas à rede de mobilidade elétrica.

Assumindo o mesmo racional que balizou a construção das tarifas existentes, as tarifas propostas resultam, também, da tarifa de Acesso às Redes em BTN, deduzida das tarifas de Uso das Redes até ao nível de entrega da RESP. Assim:

- A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT e da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT,
- A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.

Assumindo esta proposta, caso estas tarifas já vigorassem em 2021⁵⁵, os seus preços seriam os apresentados no Quadro 6-7. Para comparação, são também apresentados os valores publicados para 2021 no Quadro 6-8.

⁵⁵ No exemplo, utilizam-se as tarifas de 2021, uma vez que os anos de 2022 e de 2023 foram atípicos (processo de fixação excepcional de tarifas em 2022, valores de CIEG negativos em ambos os anos).

Quadro 6-7 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT e em MAT – exemplo de aplicação para 2021

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT		
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1335
	Horas cheias	0,0589
	Horas de vazio	0,0323
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0759
	Horas de vazio	0,0323

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT		
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1412
	Horas cheias	0,0597
	Horas de vazio	0,0328
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0783
	Horas de vazio	0,0328

Quadro 6-8 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT e em BT, 2021

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1793
	Horas cheias	0,0620
	Horas de vazio	0,0342
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0887
	Horas de vazio	0,0342

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2078
	Horas cheias	0,0896
	Horas de vazio	0,0412
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1165
	Horas de vazio	0,0412

Fonte: ERSE, [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021](#), dezembro 2020.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

43. Introduzir a tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT.
44. Introduzir a tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT.
45. Estabelecer que as tarifas anteriores são construídas a partir da tarifa de Acesso às Redes em BT, deduzida das tarifas de Uso das Redes de Distribuição até ao nível de tensão do ponto de entrega da RESP com entregas à rede de mobilidade elétrica.
46. Aditamento das alíneas c) e d) no n.º 2 do art.º 56.º. Aditamento dos números 5 e 6 no mesmo artigo. Alteração do n.º 3 do art.º 57.º.

6.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS APLICÁVEIS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

RESUMO DA PROPOSTA

Eliminação das referências às tarifas transitórias de MT e BTE, considerando o calendário da extinção das tarifas reguladas. Adoção da designação “tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo” como referência tarifária, aplicável nas situações de fornecimento pelo comercializador de último recurso não abrangidas pelas tarifas transitórias.

ENQUADRAMENTO

A partir de 1 de janeiro de 2011 procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, passando a aplicar-se uma tarifa transitória aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso. Posteriormente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal e adotou mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis.

A Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, estabeleceu a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTN, para 31 de dezembro de 2025. Na sequência da Lei n.º 2/2020, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, para 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

Neste contexto, em 2023 as tarifas transitórias aplicam-se exclusivamente aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT, MT e BTE.

A redação vigente do RT reflete a existência de tarifa transitória em MT e BTE, bem como a determinação das tarifas transitórias com a aplicação de um fator de agravamento, nos termos da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, em conjugação com a Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, que estendeu as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 ao setor elétrico, com as devidas adaptações.

O artigo 289.º, n.º 1, al. a) do Decreto-Lei n.º 15/2022, determina que as tarifas transitórias de BTE são extintas em dezembro de 2022 e as tarifas transitórias de venda, fixadas pela ERSE, são determinadas pela soma das tarifas de Energia, de Acesso às Redes e de Comercialização, sem qualquer fator de agravamento.

De referir ainda que, no seguimento da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, às tarifas transitórias em BTN não se aplicava qualquer fator de agravamento.

Importa sinalizar que, mesmo após a extinção das tarifas transitórias, há situações de aplicação de tarifas de venda a clientes finais pelo comercializador de último recurso. Estas situações estão previstas para a obrigação de fornecimento aos clientes finais economicamente vulneráveis que o pretendam ou para o fornecimento supletivo (em casos de impedimento da atuação do comercializador ou em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado). Adicionalmente, é igualmente previsto a obrigação de fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso a atuar exclusivamente em BT, visando assegurar o fornecimento supletivo aos clientes ligados à rede destes operadores.

O artigo 140.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, prevê ainda que o CUR deve assegurar o fornecimento de eletricidade aos clientes finais cujos comercializadores em regime livre tenham recusado aplicar o regime de preços equiparados ao CUR ⁵⁶, e aos clientes que tenham o estatuto de utilidade pública ⁵⁷. De notar que ambos os casos, o fornecimento deverá ser assegurado nos termos dos respetivos regimes legais aplicáveis, o qual determina a aplicação das tarifas transitórias, enquanto as mesmas existirem.

Nestas situações, tipificadas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, no artigo 140.º, o CUR aplica as tarifas de referência de venda a clientes finais, nos termos definidos pelo RT. Ou seja, o legislador deixou de identificar de forma concreta a composição da denominada tarifa de referência aplicável ⁵⁸, passando, a remeter para a regulamentação da ERSE.

⁵⁶ Nos termos da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação vigente, o direito de opção pelo regime de preços equiparados ao CUR está disponível até 31 de dezembro de 2025, para os clientes finais de contratos de fornecimento, relativamente a instalações consumidoras por si detidas ou usufruídas ligadas às redes do Sistema Elétrico Nacional (SEN) em baixa tensão normal.

⁵⁷ Nos termos da Lei n.º 36/2021, de 14 de junho, as pessoas coletivas com estatuto de utilidade pública, gozam do direito à aplicação das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade praticadas pelo comercializador de último recurso, no que respeita a bens imóveis destinados à realização dos fins estatutários da pessoa coletiva (artigo 11.º, n.º 1, al. c), subalínea i).

⁵⁸ O artigo 53, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, estabelecia que: «Nas situações previstas nas alíneas c) e d) do número anterior, o comercializador de último recurso aplica as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa social de fornecimento de eletricidade, nos termos do Decreto –Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro.»

De notar que, ao nível tarifário, não há diferença de preços nas tarifas aplicáveis pelo comercializador de último recurso, independentemente da tipificação da situação que gera a obrigação de fornecimento supletivo. Todavia, como se detalha no documento justificativo do RRC, há procedimentos distintos de atuação do CUR, designadamente no que respeita ao período de permanência contratual destes clientes no mercado regulado.

Adicionalmente, de referir ainda que para efeitos de aplicação das tarifas em regime supletivo, que podem ser aplicadas em qualquer nível de tensão, foram reintroduzidas nas tarifas de comercialização e respetiva metodologia, a referência explícita aos níveis de tensão MAT, AT.

PROPOSTA

Considerando o exposto, propõe-se excluir as referências a tarifas transitórias de MT e BTE, face ao calendário de extinção de tarifas e a eliminação da condição de agravamento das tarifas transitórias, no qual o mecanismo era aplicável, e assegurar a harmonização da designação da tarifa aplicável pelo CUR, após a extinção das tarifas transitórias.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

47. Alteração dos artigos 22.º, 25.º, 26.º, 32.º, introdução do artigo 32.º A, alteração dos artigos 67.º, 68.º, 69.º, 85.º, 92.º, 96.º, 100.º, 108.º, 160.º, 162º, 170.º e eliminação do artigo 173.º.

6.7 FATURAÇÃO DE ENERGIA REATIVA

RESUMO DA PROPOSTA

Melhoria da redação do artigo 47.º, nº 1 do RT eliminando a referência exclusiva ao operador da rede de distribuição, clarificando que a faturação da energia reativa é realizada pelos operadores de rede aos clientes ligados às suas redes, incluindo o ORT. Inclusão dos conceitos de energia reativa indutiva e capacitiva na seção relativa à definição das variáveis de faturação.

ENQUADRAMENTO

As regras da energia reativa foram incluídas no RT, na revisão regulamentar n.º 101, na sequência da junção dos Regulamentos de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás. Neste momento, as alterações propostas são minimalistas procedendo apenas a uma correção da redação do artigo 47.º, n.º 1, através da eliminação da referência explícita ao operador da rede de distribuição, dado que o regime é aplicável aos operadores das redes de transporte e de distribuição.

Adicionalmente, foi incluído no artigo 47.º do RT a definição de energia reativa indutiva, que designa a energia reativa consumida da rede, e de energia reativa capacitiva, como a energia reativa fornecida à rede. A definição está igual à que decorrida do regime previsto no RRC, aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro (revogado pelo Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro e que, por lapso, não integrou a revisão do RT anterior).

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

48. A introdução do n.º 1 A no artigo 47.º, com a definição de energia reativa capacitiva e indutiva.

7 PROVEITOS PERMITIDOS

7.1 REPERCUSSÃO NO RT DO INCENTIVO REMUNERATÓRIO PREVISTO NO RSRI

RESUMO DA PROPOSTA

Incluir no RT, no cálculo dos proveitos permitidos das atividades em que se aplica, uma referência explícita ao incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS), estabelecido no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI) e previamente designado por “incentivo à integração das instalações em BT nas redes inteligentes”.

ENQUADRAMENTO

O art.º 39.º do RSRI em vigor prevê um incentivo remuneratório para os operadores da rede de distribuição em BT, associado à disponibilização, em cada momento, de um conjunto de serviços de redes inteligentes definidos pela ERSE que asseguram a integração das instalações em BT nas redes inteligentes. Este incentivo, atualmente designado por “Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes” (ISI), baseia-se na partilha dos benefícios gerados pelos serviços de redes inteligentes disponibilizados por esses operadores, em função do número de instalações em BT que cumpram os critérios de integração nas redes inteligentes num determinado ano.

De acordo com o referido regulamento, o montante anual do incentivo ISI é integrado na parcela de ajustamento do ano t-2 dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em Portugal Continental, na Região Autónoma da Madeira e na Região Autónoma dos Açores. Contudo, até ao momento, o RT não refletia explicitamente este incentivo na fórmula dos proveitos permitidos desses operadores.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio determinara integração em rede inteligente para a totalidade dos clientes finais até ao final de 2024 [art.º 282.º, n.º 1]. Daqui resulta que, a partir de 2025, a integração das instalações em BT nas redes inteligentes deixa de ser opcional em Portugal continental. O referido Decreto-Lei remete também para o RSRI e para o RT a definição dos critérios de recuperação dos custos associados à implementação das infraestruturas de redes inteligentes.

Assim, é necessário adaptar o incentivo remuneratório a este novo enquadramento legislativo que abandona a lógica voluntária de desenvolvimento e de integração em rede inteligente (para instalações de clientes finais em BT), mas mantém na esfera da ERSE graus de liberdade relativamente à determinação do pacote de serviços exigidos para assegurar a integração das instalações nas redes inteligentes, num contexto de constante evolução tecnológica. Neste novo quadro, propõe-se, na revisão do RSRI que integra a presente revisão regulamentar, alterar a designação do incentivo remuneratório para “Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT” (INS), mantendo as suas características e metodologia de cálculo.

Em paralelo, para dar cumprimento ao disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, é também necessário passar a refletir explicitamente no RT este incentivo remuneratório.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe incluir no RT, nos artigos de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT em Portugal Continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, uma referência explícita ao montante anual do incentivo INS, remetendo para o RSRI a respetiva fórmula de cálculo. Mais concretamente, propõe-se incluir esta referência nas fórmulas de cálculo dos ajustamentos tarifários de t-2 dessas atividades, de acordo com o disposto no RSRI.

49. Alterar os artigos 126.º, 137.º e 144.º para incluírem uma referência explícita ao incentivo INS, calculado nos termos do RSRI.

7.2 MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO DE CAPACIDADE

RESUMO DA PROPOSTA

Adaptar o RT para que a formulação dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema, inclua uma parcela genérica para todos os encargos com mecanismos de capacidade, quer os existentes no passado que se mantiverem em vigor, quer os que surjam futuramente ao abrigo do artigo 100.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e eliminar as parcelas referentes aos custos com o regime de interruptibilidade.

ENQUADRAMENTO

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022 *“Os encargos associados aos mecanismos de capacidade são suportados por todos os consumidores de energia elétrica, devendo ser repercutidos na tarifa de uso global de sistema ou noutra tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de energia elétrica, nos termos a definir no Regulamento Tarifário do setor elétrico”* [art.º 100.º, n.º 4].

O quadro regulamentar atual já prevê uma parcela dedicada aos custos com o mecanismo de garantia de potência, na formulação dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), desempenhada pelo operador da rede de transporte. Esta parcela está incluída nos proveitos que recuperam os CIEG ao nível do ORT, sendo repercutida na parcela II da tarifa de UGS, que é suportada por todos os consumidores.

A descrição da parcela em causa aponta exclusivamente para “o mecanismo de garantia de potência”, nomeadamente o que foi criado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, entretanto revogada pela Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro. Contudo, ao abrigo do regime transitório definido no artigo 2.º desta Portaria, o direito ao incentivo à garantia de potência mantém-se nos termos da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, para os centros electroprodutores em que esteja contratualmente assegurado⁵⁹. Assim, futuramente deverão surgir custos relativos a este mecanismo, que não estão enquadrados pelo artigo 100.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Adicionalmente, encontra-se ainda em vigor a Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, que estabeleceu o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN, através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado. Este regime pode-se equiparar aos mecanismos de capacidade previstos no Decreto-Lei n.º 15/2022, por se basear num processo concorrencial, embora a realização de leilões subjacentes a este mecanismo esteja atualmente suspensa por força da Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril, aguardando-se autorização pela Comissão Europeia para a sua implementação.

Refira-se ainda que o regime de interruptibilidade estabelecido pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, foi revogado pela Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro. Aquando da revogação, o Governo português comprometeu-se a implementar mecanismos alternativos ao regime de interruptibilidade,

⁵⁹ Redação da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, dada pela Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro, encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega.

designadamente através da inclusão dos consumidores que prestavam estes serviços no regime de remuneração de reserva de segurança do SEN, estabelecido pela Portaria n.º 41/2017. Assim, nesta revisão do RT procede-se, igualmente, à eliminação da parcela de encargos com contratos de interruptibilidade, constante na formulação dos proveitos permitidos da atividade de gestão global do sistema.

Neste contexto, deverá ser alargado o âmbito dos custos que podem ser repercutidos na parcela atualmente existente nos proveitos GGS para o mecanismo de garantia de potência, de modo a considerar nesta parcela todos os custos com mecanismos de capacidade ou equiparados, quer os do passado (garantia de potência e remuneração da reserva de segurança), quer os que surjam futuramente ao abrigo do artigo 100.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Como anteriormente referido, esta parcela de custos está atualmente a ser repercutida na parcela II da tarifa de UGS, que é uma tarifa aplicada a todos os consumidores, o que permite igualmente cumprir o requisito de incidência deste custo previsto no novo quadro legal.

Note-se que os impactes na parcela II da tarifa de UGS por níveis de tensão ou segmentos de clientes está também dependente da nova metodologia de repercussão dos CIEG, descrita no ponto 4.2, e dos valores de referência dos procedimentos concorrenciais para a remuneração de novos mecanismos.

PROPOSTA

Propõe-se alterar o RT de modo a considerar nos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema uma parcela com a designação “mecanismos de capacidade” que permita incluir os encargos com mecanismos de capacidade ou equiparados, nomeadamente os referentes aos mecanismos de garantia de potência e de remuneração da reserva de segurança existentes anteriormente à publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, bem como os que venham a surgir futuramente ao abrigo do artigo 100.º deste diploma. Propõe-se que esta parcela substitua a parcela atualmente existente para a garantia de potência no n.º 1 do artigo 116.º do atual RT.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

50. Alterar a descrição e o conceito subjacente à atual parcela dos custos com garantia de potência, para incluir os custos decorrentes de todos os mecanismos de capacidade ou equiparados, atuais e que surjam futuramente, prevista no artigo 116.º do RT.
51. Eliminar a parcela de encargos com contratos de interruptibilidade do artigo 115.º do RT.
52. Alterar os requisitos de informação aplicáveis à atividade de gestão global de sistema, artigo 184.º do RT, para incluir os custos com todos os mecanismos de capacidade ou equiparados.

7.3 INCENTIVO À OTIMIZAÇÃO DOS CAE

RESUMO DA PROPOSTA

Pretende-se eliminar do RT as disposições relativas ao incentivo à otimização da gestão dos CAE e adotar uma metodologia de regulação por custos aceites para os custos de funcionamento do Agente Comercial.

ENQUADRAMENTO

Atualmente, o Agente Comercial (REN Trading S.A.) gere o Contrato de Aquisição de Energia (CAE) que ainda se mantém em vigor, celebrado com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro). No âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica adquire energia elétrica produzida e serviços de sistema disponibilizados por esta central, nos termos do respetivo CAE, e revende-a em regime de mercado.

A diferença entre os custos de aquisição desta energia elétrica, definidos no CAE, e as receitas da sua venda em mercado, corresponde ao diferencial de custo com o CAE. Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema que é paga por todos os consumidores de energia elétrica.

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à otimização da gestão dos CAE não cessados [art.º 70.º]. Neste sentido, a ERSE publicou a regulamentação complementar que estabeleceu as metodologias de cálculo destes incentivos, em particular a Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, a última a estabelecer o incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, também

designado I_{CAE} , na qual foram introduzidas adaptações ao incentivo para o período de 2021 a 2024 em que ocorrerá o *phasing-out* dos CAE.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, revogou e substituiu o Decreto-Lei n.º 172/2006, tendo definido no seu artigo 300.º que a ERSE deverá estabelecer as regras necessárias, para repercutir nos consumidores de energia elétrica a diferença entre:

- i) os encargos totais suportados pela REN Trading e pela concessionária da RNT no âmbito da execução dos CAE, adicionados dos decorrentes do desmantelamento do último centro eletroprodutor titular de CAE, e
- ii) as receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito desses mesmos CAE e dos leilões de gás natural do contrato de aprovisionamento de longo prazo.

Contudo, deixou de prever explicitamente a existência de um mecanismo de incentivo para otimização da gestão dos CAE e para a partilha com os consumidores dos benefícios obtidos, como anteriormente consagrado no Decreto-Lei n.º 172/2006.

Não obstante a omissão sobre a aplicabilidade do incentivo no novo quadro legal do SEN, a ERSE continuará a monitorizar a gestão do CAE da Turbogás, de modo a aferir a adequabilidade da recuperação na tarifa de UGS dos encargos totais suportados pelo Agente Comercial na execução do CAE por duas ordens de razão principais. Por um lado, a legislação vigente continua a pressupor que o Agente Comercial deve gerir de forma eficiente o CAE da Turbogás [DL 15/2022, art.º 300.º, n.º 2]. Por outro lado, uma gestão inadequada do CAE teria impactes diretos e materialmente relevantes nas tarifas de acessos às redes suportadas por todos os consumidores.

PROPOSTA

Face à revogação do anterior quadro legal, que atribuía à ERSE a definição de mecanismo de incentivo à otimização da gestão dos CAE (designado I_{CAE})⁶⁰ e ao facto do novo quadro legal do SEN não prever explicitamente a existência deste mecanismo, propõe-se a eliminação das disposições regulamentares correspondentes [art.º 154.º do RT] e a remoção da parcela deste incentivo da formulação dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica do Agente Comercial [art.º 112.º do RT].

⁶⁰ Em consequência da revogação operada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o parâmetro normativo inferior (Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro) deixou de produzir efeitos.

Deste modo, os custos de funcionamento desta atividade, que anteriormente estavam englobados no montante do incentivo I_{CAE} , estão sujeitos a uma regulação por custos aceites, a qual não corresponde, naturalmente, a aceitação automática dos custos para efeitos tarifários, sendo que a ERSE acompanhará e monitorizará a gestão do CAE por parte do Agente Comercial, avaliando a racionalidade económica da sua atuação, tendo em conta, naturalmente, as restrições técnicas e contratuais que a condicionam.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

53. Eliminar do artigo 112.º do RT a parcela do incentivo à otimização da gestão dos CAE (designado I_{CAE}), nomeadamente nas fórmulas dos ajustamentos t-1 e t-2 dos proveitos permitidos do Agente Comercial, onde era considerado em substituição dos custos de funcionamento desta atividade.
54. Eliminar o artigo 154.º do RT.

7.4 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

RESUMO DA PROPOSTA

Alterar as disposições do RT de modo a clarificar que os montantes para financiamento dos custos com a tarifa social a transferir pelo operador da rede de transporte para os operadores das redes de distribuição são os definidos pela ERSE nas decisões tarifárias, tornando as disposições do RT e do RRC coerentes.

ENQUADRAMENTO

O financiamento da tarifa social de eletricidade, aplicável até à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, era definido pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, nas redações que este assumiu. Este regime previa a incidência deste financiamento sobre os centros eletroprodutores em regime ordinário, que para este efeito foram considerados pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, aqueles que *“exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA”*.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 manteve a incidência do financiamento da tarifa social nos centros eletroprodutores, embora alterando a base de incidência ao dispor que *“os custos da tarifa social e o seu*

financiamento incidem sobre todos os titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor, independentemente de a potência de injeção na rede estar ou não limitada a 10 MVA.” [art.º 199.º, n.º 1].

Assim, no novo quadro legal, como os agentes financiadores se mantêm (centros electroprodutores), poderão também manter-se as relações e os fluxos financeiros já definidas no quadro regulamentar da ERSE. Importa, contudo, assegurar a clareza das disposições regulamentares e a harmonia entre os regulamentos relativamente a esta matéria, nomeadamente entre as seguintes normas do RRC e do RT:

- o n.º 3 do artigo 328.º do RRC, que prevê que “o operador da rede de transporte deve transferir para os operadores das redes de distribuição os montantes definidos anualmente pela ERSE nos documentos de tarifas. “;
- o n.º 3 dos artigos 121.º, 136.º e 143.º do RT, que preveem que o operador da rede de transporte transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para cada um dos operadores da rede de distribuição (de Portugal continental, da RAA e da RAM) o montante total recebido dos centros electroprodutores.

Para este efeito, propõe-se que os montantes a transferir pelo operador da rede de transporte sejam os definidos anualmente pela ERSE nos documentos de tarifas, como estabelecido atualmente pelo RRC. Esta alteração prende-se com a necessidade de assegurar que os fluxos entre atividades reguladas relativos ao financiamento da tarifa social são concretizados de acordo com as decisões tarifárias da ERSE.

Propõe-se também introduzir um conjunto de alterações, para maior clareza do articulado, nomeadamente para melhorar as descrições das parcelas referentes aos montantes a transferir entre operador da rede de transporte e operadores da rede de distribuição e para clarificar os intervenientes nas transferências relativas ao financiamento dos custos com a tarifa social (que ocorre dos centros electroprodutores para o operador da rede de transporte e deste para os operadores das redes de distribuição que aplicam os descontos nas tarifas de acesso às redes).

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

55. Melhorar a redação relativa às transferências do financiamento da tarifa social entre agentes, por forma a estar uniformizada com outros regulamentos, nomeadamente o RRC, definindo como

referência para os montantes aqueles que forem definidos pela ERSE nos documentos de tarifas [art.º 121.º].

56. Melhorar a redação das disposições relativas ao financiamento da tarifa social para refletir os fluxos financeiros efetivamente previstos no quadro legal e regulamentar (dos centros electroprodutores para o operador da rede de transporte e deste para os operadores da rede de distribuição) [artigos 120.º, 121.º, 134.º, 136.º, 141.º e 143.º].

7.5 OUTROS TEMAS

7.5.1 AJUSTAMENTO T-1 DO CAPEX

RESUMO DA PROPOSTA

Explicitar nas fórmulas de cálculo dos proveitos permitidos e dos ajustamentos t-2, a parcela referente ao mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos do custo com capital (ajustamento t-1 do CAPEX).

ENQUADRAMENTO

O artigo 156.º do RT estabelece, desde 2014, um mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital (amortizações e remuneração do ativo líquido), que se aplica às atividades reguladas em que é definida anualmente a remuneração dos ativos fixos por custos aceites. Este mecanismo permite repercutir nos proveitos permitidos destas atividades no ano t, os desvios do custo com capital associados a novas estimativas dos ativos fixos do ano t-1 e à aplicação da taxa de remuneração definitiva no ano t-1⁶¹.

No caso das atividades que têm ajustamento t-1 dos proveitos permitidos e estão sujeitas a uma regulação por custos aceites na componente de custo com capital, este mecanismo não se aplica, uma vez que os desvios provisórios ocorridos no custo com capital são internalizados no ajustamento t-1 dos proveitos da

⁶¹ De acordo com a metodologia de indexação da taxa de remuneração em vigor, o valor definitivo desta taxa está disponível no ano tarifário seguinte ao da primeira previsão, uma vez que são considerados os valores ocorridos das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos entre 1 de outubro e 30 de setembro.

atividade. Estão nesta situação as atividades de compra e venda de energia elétrica do Agente Comercial (REN Trading), do comercializador de último recurso e as novas atividades propostas para o agregador de último recurso.

Com as metodologias de regulação vigentes, este mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos no custo com capital aplica-se a:

- atividade de gestão global do sistema do ORT;
- atividade de comercialização do CUR;
- atividades reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Acontece, porém, que as expressões de cálculo dos proveitos permitidos e dos ajustamentos de t-2 das atividades em que este mecanismo é aplicável, não o referem explicitamente.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

57. Explicitar nas fórmulas de cálculo dos proveitos e dos ajustamentos t-2 a parcela do mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos do custo com capital [art.º 156º], nas atividades em que é aplicável, o que implica alterar os artigos 115.º, 132.º, 134.º, 137.º, 138.º, 141.º, 144.º e 145.º.

7.5.2 CUSTOS COM SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

RESUMO DA PROPOSTA

Os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos operadores das redes de distribuição de eletricidade (em AT, MT e BT) serão recuperados de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis ao cálculo dos proveitos permitidos desses operadores.

ENQUADRAMENTO

Na proposta de Regulamento de Operação das Redes (ROR) submetida na presente consulta, passam a prever-se princípios e regras para a contratação, a utilização, a verificação do cumprimento e a liquidação dos serviços de flexibilidade que integram a atividade de gestão técnica das redes de distribuição, como

estabelecida na legislação e na regulamentação aplicáveis. Isto porque a ERSE entende que, ainda que de forma necessariamente gradual, importa desde já iniciar a definição das bases regulamentares aplicáveis à flexibilidade no âmbito da gestão técnica das redes de distribuição.

Uma vez que a contratação de serviços de flexibilidade implica custos para os operadores de rede, designadamente, em muitos casos, a substituição de custos de investimento por custos de exploração, importa esclarecer qual o enquadramento regulatório aplicável à recuperação destes custos.

Como mencionado no ponto 0 anterior, desde o período de regulação iniciado em 2022 a metodologia de regulação⁶² aplicada às atividades de distribuição de energia elétrica em todos os níveis de tensão baseia-se num *revenue cap* que se aplica à totalidade dos custos, CAPEX e OPEX, ou seja, ao TOTEX, que evolui parcialmente com alguns indutores. Deste modo, quer a remuneração dos custos de investimento em infraestruturas (amortizações e remuneração do ativo líquido), quer os custos de exploração, integram a base de custos totais, ou TOTEX, definida no início de cada período de regulação, que por sua vez determina o cálculo dos proveitos permitidos em todos os anos desse período.

Tal como referido no capítulo 0, não existe assim uma correspondência direta entre o CAPEX e o OPEX verificados em cada ano e os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas. No início de cada período de regulação define-se a base de custos, baseada numa avaliação dos custos de investimento e de exploração efetivamente ocorridos e naqueles que se estima que venham a ocorrer durante esse período.

Finalmente, esta metodologia é complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, que permite limitar os desvios de rentabilidade da atividade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE.

Uma das motivações para a introdução de uma regulação por incentivos aplicada ao TOTEX foi precisamente a intenção de se promover o recurso a serviços de flexibilidade por parte dos operadores das redes de distribuição⁶³. Esta metodologia procura assegurar que as opções estratégicas do operador não sejam influenciadas por um ambiente regulatório com graus de exigência diferentes consoante os custos sejam de exploração ou de investimento. Em particular, a metodologia TOTEX ao nível da atividade de distribuição, ao não privilegiar as opções por investimento físico, incentiva indiretamente a adoção de mecanismos explícitos de participação da procura, como o recurso dos operadores de rede à contratação

⁶² Metodologia detalhada no documento "[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)"

⁶³ Como explicado no [documento justificativo da Consulta Pública n.º 101](#).

de flexibilidade, em detrimento de investimentos na expansão da capacidade da rede, quando essa opção se revela eficaz e mais eficiente.

A este respeito refira-se ainda que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determina que no planeamento das redes, a realização de novos investimentos em infraestruturas de rede depende de uma análise de custo e benefício face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação de flexibilidade de recursos distribuídos [art.º 123.º, n.º 5].

PROPOSTA

Propõe-se que os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos operadores das redes de distribuição de eletricidade, ao abrigo do exercício da atividade de gestão técnica das redes de distribuição, sejam recuperados nos proveitos permitidos de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis às atividades de distribuição de energia elétrica, à semelhança do tratamento conferido a outros custos controláveis desta atividade, quer de investimento quer de exploração.

Mais concretamente, no âmbito da atual metodologia de *revenue cap* aplicado ao TOTEX, estes custos serão considerados quando for definida a base de custos para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026. Na avaliação dos montantes de custos com a contratação de serviços de flexibilidade a aceitar na nova base de custos, a ERSE terá em conta a natureza específica destes custos, designadamente o seu papel na substituição de investimentos em infraestruturas de rede, quer ocorridos quer previstos nos PDIRD-E.

58. Repercutir os custos com a contratação de serviços de flexibilidade nos proveitos permitidos dos operadores de redes de distribuição, em todos os níveis de tensão, de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis previstas no RT.

59. Não implica alterações ao RT.

8 OBRIGAÇÕES DE REPORTE E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

8.1 OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO QUE ATUAM EXCLUSIVAMENTE EM BT

RESUMO DA PROPOSTA

Estabelecer obrigações de informação de reporte físico e económico adequado aos operadores em causa.

ENQUADRAMENTO

Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT) têm suscitado a necessidade da existência de um enquadramento regulamentar próprio. Até ao presente, a estes operadores que acumulam as funções de comercialização de último recurso são aplicáveis tarifas de Acesso às Redes reguladas aprovadas pela ERSE.

O CT e os operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT (ORD/CUR BT), nos seus comentários à proposta de tarifas para 2023, identificaram uma preocupação relacionada com a margem bruta global dos proveitos do conjunto das atividades dos ORD/CUR BT. A forte volatilidade dos preços de energia experienciada no último ano, forçou o regresso ao CUR de alguns dos ORD/CUR BT, no âmbito do fornecimento supletivo, perspetivando estes agentes uma margem bruta negativa da sua atividade de comercialização de último recurso.

A este respeito, a ERSE tem aguardado a definição do quadro legal aplicável às concessões em baixa tensão para poder, eventualmente, avançar para a regulação económica destes operadores, e solicitado informação específica a cada um dos ORD/CUR BT, que possibilita uma melhor caracterização desses operadores, tanto económico-financeira, como física. Nesse particular, a ERSE solicitou informação que permite caracterizar a estrutura de consumos para assegurar um entendimento comum sobre cada uma das realidades dos operadores.

Na preparação do exercício de tarifas para 2023 foi solicitada informação a todos os ORD/CUR BT, só tendo quatro dos dez ORD/CUR BT submetido a informação solicitada pela ERSE. Face às escassas respostas, o CT recomendou no seu parecer à proposta de tarifas para 2023 «em futura revisão regulamentar do RT, seja

incluída a obrigatoriedade de os ORD BT, reportarem anualmente informação detalhada sobre os consumos medidos em BT».

PROPOSTA

A alteração proposta do RT visa assegurar o enquadramento regulamentar da obrigação de prestação de informação à ERSE, como um passo prévio à discussão da definição de uma regulação económica própria e específica. A definição de eventuais tarifas e proveitos permitidos, específicos, tem de ser fundamentada no acesso transparente e fiável a informação que assegure ao regulador o conhecimento da forma de atuação destas entidades, em concreto, da sua situação económico-financeira e dos motivos que a justificam.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

60. Introdução do artigo 193.º-A com o detalhe da prestação de informação à ERSE.

8.2 INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE PELAS ENTIDADES REGULADAS

RESUMO DA PROPOSTA

Simplificação, harmonização e flexibilização das regras de reporte, reforçando a coordenação entre a informação solicitada no RT e as normas complementares de reporte financeiro e operacional aprovadas pela ERSE.

ENQUADRAMENTO

Nos processos recentes de revisão de normas complementares de reporte financeiro e operacional verificou-se que os capítulos de informação a fornecer à ERSE no RT (quer do setor elétrico quer do setor do gás) não permitem estabelecer uma relação direta e integral entre as normas complementares de reporte financeiro e operacional atualmente em vigor e as respetivas obrigações de reporte de informação constantes do RT.

Além disso, as necessidades de informação sobre as atividades reguladas, em cada momento, podem variar por motivos exógenos à ERSE, não sendo o RT em vigor suficientemente flexível para permitir acomodar essas alterações de contexto.

Verifica-se também a necessidade de alteração das disposições de reporte de informação do RT para acomodar a recente publicação de novas normas complementares, nomeadamente ao nível do armazenamento ⁶⁴, autoconsumo ⁶⁵ e mobilidade elétrica ⁶⁶.

PROPOSTA

Propõe-se simplificar as regras de reporte de informação estabelecidas no RT, harmonizando o tratamento dos vários agentes, eliminando redundâncias e flexibilizando-as face a alterações de contexto não controláveis pela ERSE. Propõe-se também reforçar a interação entre o RT e as normas de reporte financeiro e operacional para toda a informação solicitada neste regulamento.

As alterações propostas incluem também a introdução de novas disposições de reporte de informação do RT para acomodar a recente criação de novas normas complementares, nomeadamente ao nível do armazenamento, autoconsumo e mobilidade elétrica.

Propõe-se, ainda, explicitar que as contas reguladas a enviar pelos vários agentes devem incluir um relatório detalhado, que apresente uma exposição fiel e clara do desempenho da atividade, e que o relatório de auditoria que acompanha as contas reguladas reais deve seguir os termos definidos no Guia de Aplicação Técnico nº 15 (GAT 15) elaborado pela Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, em colaboração com a ERSE. Propõe-se também explicitar que o resultado das auditorias complementares e das ações de fiscalização pode ter consequências nos proveitos permitidos.

Por fim, adaptaram-se as regras de reporte de informação às demais propostas de alteração do RT.

⁶⁴ Implementação das metodologias de regulação discutidas na Consulta Pública n.º 101.

⁶⁵ Aspectos tarifários do setor elétrico constantes do RAC.

⁶⁶ Aspectos tarifários do setor elétrico constantes do Regulamento da Mobilidade Elétrica.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

61. Simplificação e harmonização das disposições regulamentares sobre contas reguladas, requisitos de auditoria e prestação de informação pelas atividades reguladas, que implicam:
- a) alteração dos artigos 17.º, 19.º, 20.º, 184.º, 186.º, 187.º, 188.º, 190.º, 191.º, 192.º, 193.º, 194.º, 195.º, 196.º, 197.º, 198.º, 199.º, 200.º, 201.º, 202.º, 203.º, 204.º, 205.º, 206.º, 215.º, 217.º, 218.º, 219.º, 220.º, 221.º, 222.º, 223.º;
 - b) introdução dos artigos 183.º-A, 183.º-B, 208.º-A, 219.º A;
 - c) eliminação dos artigos 185.º, 196.º, 207.º, 209.º, 210.º, 211.º, 212.º, 213.º, 214.º, 216.º.

9 ALTERAÇÕES DE ORGANIZAÇÃO E HARMONIZAÇÃO REGULAMENTAR

9.1 DISPOSIÇÕES INICIAIS E FINAIS

Considerando o âmbito e a extensão da revisão regulamentar imposta pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE considerou oportuno proceder a um exercício de aperfeiçoamento e uniformização de disposições comuns a todos os Regulamentos sob consulta. Nesse âmbito, foram objeto de alteração os Capítulos referentes às Disposições Iniciais e Finais.

As Disposições Iniciais circunscrevem-se, agora, às disposições sobre o objeto e âmbito de aplicação territorial e siglas e definições, tendo estas sido reduzidas ao indispensável em face das já constantes das normas habilitantes. Neste âmbito, ao longo do articulado, os diversos Regulamentos da ERSE são identificados através das correspondentes siglas. Acresce que foram eliminadas as normas referentes ao âmbito subjetivo e às obrigações de serviço público, face à sua dispensabilidade.

No que se refere às Disposições Finais, foi introduzida uma disposição genérica referente a projetos-piloto, com aprofundamento no ponto 9.3. Constam igualmente de forma uniforme na generalidade dos articulados preceitos referentes aos seguintes aspetos: “informação a enviar à ERSE”; “forma dos atos da ERSE”; “Compensações pagas a consumidores no âmbito de processos sancionatórios”; “recomendações e orientações da ERSE”; “auditorias de verificação do cumprimento regulamentar”; “prazos”; “regime sancionatório”; “norma revogatória”; “entrada em vigor”. Pela sua desnecessidade e redundância considerando a legislação aplicável, foram eliminadas as normas referentes à “fiscalização da aplicação do Regulamento” e aos “pareceres interpretativos”.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

62. Incluir alterações nas Disposições iniciais e finais vertidas nos Capítulos I e Capítulo VII do RT.

9.2 HARMONIZAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO COM O DECRETO LEI REGIONAL 10/2023/M

RESUMO DA PROPOSTA

Ao nível das designações de agentes propõe-se: i) substituir a designação utilizada no RT “entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM” para “empresa responsável pela rede elétrica na RAM”, ii) substituir a designação utilizada no RT “a concessionária do transporte e distribuição na RAA” por “empresa responsável pela rede elétrica na RAA” e iii) introduzir os conceitos de produtores em regime de serviço público e produtores em regime especial, substituindo as anteriores designações que distinguiam entre produtores vinculados e não vinculados, no que se refere à Região Autónoma da Madeira.

Relativamente à atividade de armazenamento em regime de serviço público, disposta no Artigo 7.º n.º 1 do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, propõe-se clarificar a metodologia de recuperação dos custos desta atividade.

ENQUADRAMENTO

No Regulamento Tarifário n.º 785/2021, de 23 de agosto, a designação “entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado” é utilizada para denominar a entidade responsável pelo desenvolvimento das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão de Sistema, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica.

O Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M estabelece a organização e o funcionamento do setor elétrico da Região Autónoma da Madeira, adaptando o regime previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022. Neste contexto, n.º 1 do artigo 8.º estabelece que as atividades de produção, de armazenamento, de transporte e distribuição, de comercialização de energia elétrica e de gestão técnica global do sistema elétrica da RAM, devem ser desenvolvidas, em regime de serviço público e em exclusivo, pelo gestor do SEPM.

Adicionalmente, a regulamentação em vigor distingue entre produtores vinculados e não vinculados, onde, de acordo com o definido pelo artigo 421.º do RRC (numeração da redação vigente): *“os produtores vinculados comprometem-se a abastecer em exclusivo os sistemas elétricos públicos das Regiões Autónomas, nos termos dos contratos de vinculação celebrados respetivamente com a concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores e com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira.”*

O Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M elimina a distinção entre produtores vinculados e não vinculados e introduz o conceito de produção em regime de serviço público, correspondente à produção de energia elétrica integrada no SEPM ⁶⁷ e a produção em regime especial, considerando produção de energia elétrica em regime especial a atividade de produção de energia elétrica através da utilização de recursos renováveis e endógenos na RAM, nos termos estabelecidos no capítulo III do referido decreto legislativo regional.

Os ativos necessários para o desenvolvimento da atividade de armazenamento são considerados parte integrante da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Técnica do Sistema (AGS), sendo, por conseguinte, remunerados de acordo com a metodologia de regulação em vigor a aplicar à totalidade da AGS. Deste modo, a atividade de armazenamento em serviço público não é discriminada face à restante infraestrutura da AGS.

O armazenamento em regime especial, de acordo com o n.º 2 do artigo 8.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, deve ser desenvolvido em regime de livre acesso, pelos Produtores em Regime Especial.

PROPOSTA

No que respeita à adequação de conceitos, as referências às entidades concessionárias das regiões autónomas foram revistas em consonância com a legislação regional e as atividades conceptualmente efetivamente desenvolvidas. Assim, a designação “entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado” da RAM foi substituída por “empresa responsável pela rede elétrica na RAM” e a “entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA” por “empresa responsável pela rede elétrica na RAA”.

Adicionalmente, a referida legislação regional elimina a distinção entre produtores vinculados e não vinculados, tendo-se introduzido na redação do RT os conceitos de produtores em regime de serviço público e produtores em regime especial para a RAM.

⁶⁷ As disposições relativas à atividade de produção e armazenamento de energia elétrica são apresentadas na Seção II, Capítulo II do DLR 10/2023/M.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

63. Alterar a redação dos artigos 2.º, 12.º, 13.º, 17.º, 20.º, 23.º, 36.º, 37.º, 72.º, 78.º, 109.º a 111.º, 134.º, 136.º a 140.º, 141.º, 143.º, a 147.º, 176.º, 179.º a 181.º, 199.º a 206.º, 208.º, 215.º, a 223.º.

9.3 PROJETOS PILOTO

RESUMO DA PROPOSTA

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui à ERSE o objetivo de estabelecimento de quadros específicos para o desenvolvimento de regimes piloto de inovação e desenvolvimento. Propõe-se, deste modo, integrar no RT e nos outros regulamentos da ERSE abrangidos pela presente revisão regulamentar, um artigo que harmoniza o tratamento de projetos-piloto por parte da ERSE, sem prejuízo das necessidades específicas de cada regulamento e setor de regulação.

ENQUADRAMENTO

No contexto atual de transição energética e inovação tecnológica, a regulamentação assume um papel importante na medida em que não deve ser limitadora deste desenvolvimento. Deste modo, deve ser dada uma especial atenção à capacidade de adaptação rápida da regulamentação, para permitir novos modelos de negócio, funcionalidades e tecnologias que se traduzam em benefícios para os consumidores e para o sistema energético, demonstrada a sua funcionalidade e eficiência.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 atribui à ERSE o objetivo de “estabelecer quadros específicos para o desenvolvimento de regimes piloto de inovação e desenvolvimento, no âmbito das atividades previstas nesse Decreto-Lei” [art.º 205.º, al. j)]. Assume-se que este objetivo se integra no conceito de Regulação Dinâmica que surgiu para balancear a necessidade de estabilidade e previsibilidade regulatória, com a necessidade de adaptação regulatória à digitalização e à evolução do sistema energético, ultimamente impulsionadas pelas alterações climáticas e pelo desenvolvimento tecnológico. De acordo com o CEER⁶⁸, este conceito “implica uma abordagem regulatória limitada no tempo, focada nas atividades do setor

⁶⁸ [Dynamic NRAs to Boost Innovation](#)

energético alvo e/ou nos agentes do setor energético que podem participar, e que procura lidar com temas de novidade ou inovação no setor energético com o objetivo final de informar futuras decisões regulatórias através de experimentação”.

O CEER identifica algumas recomendações para a implementação deste tipo de ferramentas. Estas recomendações dizem respeito a características comuns que as iniciativas devem ter para ser bem-sucedidas, onde se incluem a abertura do enquadramento legal, a identificação dos objetivos pretendidos para as iniciativas, a definição dos procedimentos de aprovação, proteção do consumidor, apoio, comunicação e avaliação.

A escolha das ferramentas disponíveis depende das circunstâncias locais, nomeadamente, dos mercados, mas também do envolvimento do regulador, do público-alvo (operadores, agentes de mercado, clientes) e, claro, do objetivo pretendido.

A experiência internacional tem diversos exemplos das ferramentas destinadas à inovação. Em França, na Lituânia e no Reino Unido optou-se por criar regulamentação específica de experimentação, incluindo a criação de zonas piloto. Na Irlanda foi criado um fundo para a pesquisa, desenvolvimento e demonstração de tecnologia, incluindo operação e arranjos comerciais. Em Itália surgiu diversa regulamentação-piloto e outras experiências regulatórias destinadas aos operadores de rede de distribuição.

Em Portugal, para além de desenvolver iniciativas de regulamentação inovadora para experimentação, a ERSE tem vindo a adotar em diversos regulamentos a possibilidade de desenvolver projetos-piloto enquadrados nesses regulamentos. Estes projetos são usados geralmente para avaliar os benefícios e riscos de novas abordagens ou tecnologias, envolvendo operadores de rede.

Em alguns regulamentos mais recentes como o RSRI, o RME e o RAC onde, o cariz de inovação é essencial ao desenvolvimento e adaptação de regras, foi prevista a criação de projetos-piloto, por vezes designados nos próprios regulamentos. A ERSE promoveu ainda outros tipos de projetos destinados à inovação, como por exemplo, o Projeto-piloto de Participação da Procura no Mercado de Reserva de Regulação (MRR), iniciativas de apoio à eficiência energética no consumo de energia como é o caso do Plano de Gestão da Procura (PGP), que antecedeu o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), o Projeto-piloto de produção quase integralmente sustentável no sistema insular da ilha da Graciosa, ou os projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental.

O âmbito de aplicação, objetivos e entidades envolvidas nos diferentes projetos-piloto referidos acima são distintos, concentrando, assim, diversos mecanismos dentro deste conceito.

PROPOSTA

A proposta na atual revisão regulamentar reflete a experiência adquirida até ao momento pela ERSE nesta área e, por outro, destina-se a manter e incentivar uma maior abertura à inovação. Independentemente de cada setor e cada regulamento ter particularidades que justifiquem desenvolvimentos específicos nos projetos de experimentação, são harmonizadas as regras gerais aplicáveis a estes projetos.

A proposta para os projetos-piloto considera alguns princípios base, como:

- a) Aprovação – os projetos são aprovados e divulgados pela ERSE. Desta forma, é conferida a legitimidade regulamentar exigível e são dadas as autorizações necessárias;
- b) Limitação no tempo – difere de tipo de projeto ou ferramenta, depende do objetivo e âmbito de cada um, e não ultrapassa o prazo máximo para a obtenção de resultados, que pode ser prorrogado mediante pedido justificado e aprovação da ERSE;
- c) Participantes – a criação de projetos por iniciativa do regulador, dos agentes do setor ou do público em geral, em que é essencial a consulta das entidades ou operadores relevantes do setor específico;
- d) Orientado para aprendizagem – a abertura para aprender com os resultados da experiência é essencial, seja através de acompanhamento da evolução da experiência, divulgação dos resultados ou discussão com os participantes;
- e) Derrogações dos regulamentos – esta necessidade é muitas vezes feita, caso a caso, sendo os riscos dessas derrogações devidamente analisados;
- f) Divulgação – a análise prospetiva e de resultados finais em termos dos seus impactes regulatórios, pelos proponentes e pelo regulador, incluindo a respetiva divulgação pública.

Sem prejuízo da proposta de harmonização de regras, a ERSE poderá completar posteriormente o quadro de regras aplicáveis aos regimes piloto de inovação e desenvolvimento, de forma a melhorá-lo e a tornar os procedimentos mais claros para o público.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

64. Eliminar os artigos 24.º e 55.º.

65. Introduzir um artigo (227.º-A), nas disposições finais do RT, que permita regulamentar os projetos piloto, utilizando normas harmonizadas com outros regulamentos, nomeadamente o conceito de projeto-piloto, a sua duração, o procedimento de candidatura, aprovação e monitorização e respetiva divulgação de informação relativa ao projeto.

9.4 PRINCÍPIOS TARIFÁRIOS

RESUMO DA PROPOSTA

De forma a harmonizar a lista de princípios tarifários com o novo regime jurídico ⁶⁹, o RT passará a incluir como princípio tarifário adicional a «*Variabilidade das tarifas, designadamente em função dos períodos horários, da natureza da fonte primária de produção de eletricidade e do tipo de instalação*». A ERSE interpreta este novo princípio como refletindo as práticas tarifárias que existem atualmente. Em primeiro lugar, a variabilidade em função dos «*períodos horários*» existe em particular nos termos de energia ativa, mas também na potência em horas de ponta e na energia reativa ⁷⁰. Esta variabilidade permite estabelecer sinais de preço das tarifas para incentivar a utilização do SEN em períodos de menor utilização por parte dos outros agentes. Em segundo lugar, a variabilidade em função da «*fonte primária*» pode ocorrer numa ótica de atingir objetivos ambientais, como acontece no caso do regime de autoconsumo a partir da RESP, estando o mesmo restrito a casos com produção de energia renovável. Em terceiro lugar, a variabilidade em função do «*tipo de instalação*» pode justificar-se nas situações em que seja necessário reconhecer o grau de flexibilidade prestado ao sistema (ex: instalações de armazenamento) ou nos casos em que sejam atribuídos determinados regimes de isenção (ex: clientes eletrointensivos), entre outras situações.

De referir ainda que neste artigo foi alterada a redação da alínea a) visando adequação do seu conteúdo ao previsto na lei.

⁶⁹ Alínea b) do n.º 1 do Artigo 207.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

⁷⁰ As medições da energia reativa indutiva e capacitiva dependem da localização dos períodos de fora de vazio e de vazio.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

66. O aditamento da alínea k) e alteração da redação da alínea a) do artigo 5.º do RT.

9.5 ALTERAÇÃO DO PRAZO PARA PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO A PROPOSTA DE TARIFAS EXCECIONAIS**RESUMO DA PROPOSTA**

Alterar o prazo para o CT emitir parecer a proposta de tarifas excecionais de 30 dias contínuos para 10 dias úteis.

ENQUADRAMENTO

A volatilidade e a incerteza que caracterizaram recentemente os mercados de energia sugerem a necessidade de uma atuação tão rápida quanto possível para adequar as tarifas suportadas pelos consumidores. Em caso de subidas ou quedas abruptas dos preços de energia nos mercados, a aderência das tarifas reguladas aos custos pode ser significativamente afetada, nomeadamente se forem avaliadas separadamente as tarifas de energia e as tarifas de acesso às redes.

Por um lado, esta perda de aderência entre tarifas e custos pode ter efeitos severos no funcionamento dos mercados, principalmente os retalhistas, provocando distorções dos sinais preço, que podem promover comportamentos ineficientes e indesejáveis dos consumidores. Por outro lado, os custos a suportar por algumas atividades deixam de ser aderentes aos proveitos permitidos subjacentes às tarifas reguladas e os correspondentes fluxos financeiros entre atividades estabelecidos na decisão tarifária desviam-se da realidade das receitas e custos, podendo comprometer o equilíbrio económico e financeiro de algumas atividades no curto prazo.

Por estes motivos, pretende-se minimizar os prazos regulamentares necessários para a fixação excepcional de tarifas, nos termos dos artigos 217.º e 218.º, uma vez que estes processos ocorrerão tipicamente em situações que requerem urgência de resposta, em resultado de desvios significativos entre os montantes de proveitos previstos recuperar com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas e os montantes que serviram de base ao estabelecimento das referidas tarifas.

Atualmente, o único prazo estabelecido regulamentarmente para os processos de fixação excepcional das tarifas é o necessário para o CT emitir parecer à proposta de tarifas excepcionais, que está fixado em 30 dias contínuos, igual ao de um processo normal de fixação de tarifas. Assim, propõe-se que este prazo seja reduzido para 10 dias úteis, de modo a adequar-se aos contextos de urgência em que é necessária recorrer à fixação excepcional de tarifas.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

67. Alterar o prazo previsto no número 6 do artigo 218.º para 10 dias úteis.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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

