

CONSULTA PÚBLICA 134

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário

SETOR ELÉTRICO

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	ESTRUTURA TARIFÁRIA E PREÇOS.....	5
2.1	Flexibilidade na mudança entre opções tarifárias	5
2.2	Sinais de preço na tarifa de uso da rede de distribuição em BT para fornecimentos em BTN	10
2.3	Mecanismos de adequação tarifária	12
2.4	Preço aplicável aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio	16
3	PROVEITOS PERMITIDOS	17
3.1	Eliminação do agente comercial.....	17
3.2	Ajustamento provisório na parcela de custos de política energética da atividade de GGS.....	19
3.3	Mecanismo que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo	21
3.4	Incorporação do grau de execução de investimentos na metodologia de regulação por custos totais aplicada às atividades de TEE e de DEE EM AT/MT	26
3.5	Revisão do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT	37
3.5.1	Componente 1 do IMDT – Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT.....	39
3.5.2	Componente 2 do IMDT– Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT	40
3.5.3	Componente 3 do IMDT - Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais.....	42
3.5.4	Componente 4 do IMDT – Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo.....	46
3.5.5	Componente 5 do IMDT– Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumo pela rede, na modalidade de acesso com restrições	52
3.6	Novo incentivo de melhoria do desempenho técnico da GGS	54
3.6.1	Componente 1 do IMDG– Incentivo à maximização de ofertas em serviços de sistema....	56
3.6.2	Componente 2 do IMDG – Incentivo à melhoria das previsões de produção renovável....	59
3.6.3	Componente 3 do IMDG– Incentivo à utilização de DLR por parte da GGS.....	63
3.7	Introdução do incentivo à melhoria do desempenho técnico das redes de distribuição	64
3.7.1	Componente 1 do IMDD relativa ao incentivo à redução de perdas.....	66
3.7.2	Componente 2 do IMDD relativa ao incentivo à melhoria da qualidade de serviço técnica	69
3.7.2.1	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço	69
3.7.2.2	Estudo sobre eventos de tensão na rede de BT	79
3.7.3	Componente 3 do IMDD relativa ao incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT Integradas em redes inteligentes.....	85

3.7.4	Componente 4 do IMDD relativa ao incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições	85
3.7.5	Componente 5 do IMDD relativa ao incentivo à atribuição de capacidade para alimentação de consumo na RND, na modalidade de acesso com restrições	88
3.8	Atividades reguladas a desenvolver pelo OMIP.....	90
3.9	Repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveitos.....	96
3.10	Aplicação de metodologias do tipo <i>revenue cap</i> aos custos totais das atividades de operação das redes elétricas nas Regiões Autónomas	102
3.11	Ajustamento provisório nas atividades de AGS das Regiões Autónomas	115
3.12	Mecanismo regulatório de garantia de equilíbrio económico e financeiro da atividade de comercialização do CUR	117
3.13	Princípio da separação de ativos específicos e não específicos.....	121
3.14	Atualização do mecanismo de custos eficientes de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	123
3.15	Alterações dos requisitos de informação - reporte de informação das operações intragrupo fora do âmbito dos DFTP	126
4	TEMAS PARA REVISÕES REGULAMENTARES SUBSEQUENTES	129
4.1	Gestor integrado das redes de distribuição.....	129
4.2	Múltiplos operadores das redes de distribuição em BT	130
4.3	Destaque da Iluminação Pública das concessões de distribuição em BT.....	130

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento Tarifário (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho de 2023, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro de 2025, 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.

A presente revisão tem como objetivo a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, face ao início de um novo período de regulação em 2026. Previamente a esta consulta pública, a ERSE promoveu o seminário “Análise do setor elétrico e prospetiva para o novo período regulatório 2026-2029”¹, para discussão dos desafios do próximo período de regulação e permitir que a presente consulta incorpore as preocupações dos vários agentes. A realização deste seminário revelou-se de grande importância para o diálogo entre o regulador e todos os agentes do setor, dada a crescente complexidade do setor elétrico.

No mesmo seminário foi divulgado o “Atlas Regulatório do Setor Elétrico”², que contribui para colmatar a assimetria de informação entre os vários interessados do setor, designadamente entre agentes do lado da oferta e agentes do lado da procura, permitindo que todos participem na consulta pública na posse dos dados mais relevantes sobre a cadeia de valor do setor elétrico.

Ao nível da estrutura tarifária as principais alterações preconizadas nesta consulta pública visam introduzir melhorias pontuais ao RT, designadamente:

- eliminação da obrigação de permanência, pelo período de doze meses, na opção tarifária de acesso às redes para os fornecimentos em baixa tensão normal com potência contratada até 20,7 kVA;
- aperfeiçoamento da redação do artigo 98.º do RT, relativo à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT aplicável a entregas a clientes das opções tarifárias de BTN;
- aperfeiçoamentos ao mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia;
- clarificação da aplicação dos preços de acesso às redes aplicáveis aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas (ZLT).

¹ Seminário “[Análise do setor elétrico e prospetiva para o novo período regulatório 2026-2029](#)”

² Documento “[Atlas Regulatório do Setor Elétrico](#)”

De destacar que, em complemento desta consulta pública, a ERSE disponibilizará em breve o estudo relativo aos períodos horários em Portugal Continental, cujos resultados preliminares foram apresentados aquando da decisão tarifária relativa a 2025. Com base neste estudo, a ERSE colocará também em consulta propostas de alteração aos períodos horários em vigor.

No que respeita aos proveitos permitidos, as alterações que se propõem introduzir no RT, estão em linha com as orientações estratégicas da ERSE, no sentido de promover uma regulação exigente, que incentiva uma gestão eficiente das atividades reguladas. Para este efeito, propõem-se alterações que visam reforçar a regulação por incentivos, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização e descentralização no setor elétrico. Neste sentido, realçam-se as seguintes propostas:

- introdução de várias melhorias na regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica em AT e MT, para a tornar mais flexível face ao desenvolvimento das redes que se antevê nos próximos anos;
- revisão do incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de transporte, nomeadamente para incluir componente que promova a atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições, quer para injeção por produtores, quer para alimentação de consumidores;
- revisão de incentivos aplicáveis à atividade de distribuição de energia elétrica, agregando-os num novo incentivo à melhoria do desempenho técnico das redes de distribuição, o qual passa a incluir componentes que promovem a atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições, quer para injeção por produtores, quer para alimentação de consumidores;
- introdução de um novo incentivo à melhoria do desempenho técnico da gestão global do sistema;
- explicitação no RT da regulação económica das atividades de gestão integrada de garantias e de registo e contratação bilateral de energia, desenvolvidas pelo OMIP S.A.;
- introdução de uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais das atividades de distribuição de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- alterações ao nível dos ajustamentos provisórios (t-1), com introdução deste tipo de ajustamento em todas as atividades com volatilidade de proveitos, nomeadamente que recuperam custos de energia ou Custos de Interesse Económicos Gerais, e a possibilidade da sua repercussão ser condicionada por objetivos de estabilidade tarifária;
- introdução de mecanismo regulatório que assegure a sustentabilidade económica e financeira da atividade de comercialização do Comercializador de Último Recurso.

Importa ainda sinalizar os seguintes aspetos desta consulta pública:

- as propostas apresentadas cingem-se a alterações no RT, sem prejuízo da necessidade de algumas delas serem refletidas noutros regulamentos da ERSE, nomeadamente no Regulamento das Relações Comerciais (RRC) dos setores elétricos e de gás;
- a presente revisão regulamentar não abrange alguns aspetos da Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944, no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, por esta ainda não ter sido transposta para o ordenamento jurídico nacional;
- algumas disposições do Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, podem também requerer adaptações regulamentares a nível nacional.

Neste contexto, antevê-se a necessidade de uma reestruturação regulamentar que deverá abranger outros regulamentos da ERSE, para além das alterações propostas ao RT nesta consulta pública, que se reservam para um momento posterior ao projeto legislativo de adaptação do Decreto-Lei n.º 15/2022 às alterações introduzidas pela Diretiva acima mencionada e sua transposição para o ordenamento jurídico nacional.

Considerando as matérias abrangidas, a ERSE, nos termos dos seus Estatutos, consulta diretamente o Conselho Tarifário, informando o membro do Governo responsável pela área da Energia, a Direção-Geral de Energia e Geologia e as empresas reguladas.

A consulta pública decorre desde o dia 23 de maio até ao dia 8 de julho de 2025. Este é o prazo no qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre as propostas apresentadas pela ERSE.

Para a ERSE poder considerar os comentários, estes devem ser enviados por e-mail ou correio para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Assunto: CP134 ou Consulta Pública n.º 134):

Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt

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

A ERSE elabora um relatório da consulta pública onde sistematiza os contributos recebidos e a ponderação efetuada para a versão final das regras em consulta.

Os contributos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade deve ser disponibilizada uma versão pública. Em qualquer caso, o(s) interessado(s) deve(m):

- Confirmar se são enviados elementos cuja divulgação seja restrita;
- Para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA E PREÇOS

2.1 FLEXIBILIDADE NA MUDANÇA ENTRE OPÇÕES TARIFÁRIAS

RESUMO DA PROPOSTA

Eliminação da obrigação de permanência, pelo período de doze meses, na opção tarifária de acesso às redes, para os clientes de eletricidade em baixa tensão normal (BTN) com potência contratada até 20,7 kVA.

ENQUADRAMENTO

Nos termos do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), artigo 51.º, no fornecimento de energia elétrica a opção tarifária é escolhida pelo cliente, tendo a duração mínima de um ano.

As opções tarifárias das tarifas de acesso às redes são as definidas no Regulamento Tarifário (RT). No que respeita à BTN, até 20,7 kVA de potência contratada, existem três opções tarifárias: (i) simples, com um único período horário; (ii) bi-horária, com dois períodos horários – fora de vazio e vazio -; e tri-horária, com três períodos horários – ponta, cheias e vazio. A duração dos períodos horários é diferenciada de acordo com o ciclo de contagem (ciclo diário e ciclo semanal).

Figura 2-1 - Número de clientes em BTN até 20,7 kVA, por opção tarifária e ciclo horário

Opção Tarifária	Ciclo horário	Número de clientes
Simple	-	5 907 676
Bi-horária	Diário	228 309
	Semanal	167 684
Tri-horária	Diário	19 280
	Semanal	16 092

Em diversas ocasiões, a ERSE recebeu solicitações dos agentes de mercado e dos operadores das redes no sentido de alterar a regra do RRC, considerando que a mesma dificulta a mudança de comercializador em prazos inferiores a 12 meses, nos casos em que a oferta escolhida não tenha as mesmas características da

opção tarifária vigente. Neste sentido, realçam-se os comentários recebidos na [Consulta Pública n.º 113](#) a este respeito, apresentados pela E-Redes e por diversos comercializadores (ex: Elergone e Endesa).

De referir, ainda, que no âmbito da [Consulta Pública n.º 130](#), ainda em curso, relativa à alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, foram novamente recebidos comentários no sentido da alteração da regra, visando a eliminação da restrição temporal associada à opção tarifária.

Esta situação é confirmada pelas reclamações e pedidos de informação sobre este assunto dirigidos por consumidores à ERSE, quando, por aplicação da referida regra, se frustra a tentativa de mudança de comercializador ou de alteração das condições de contrato, que implique a alteração da opção tarifária em vigor.

No âmbito da Consulta Pública n.º 113, a ERSE não procedeu à alteração solicitada, dado que a mesma não tinha sido colocada em consulta, tendo, em resposta, recordado o fundamento da regra. A exigência da permanência por um período de doze meses na opção tarifária escolhida decorre da necessidade de evitar arbitragens inadequadas entre diferentes opções tarifárias e ciclos de contagem (ciclo semanal e ciclo diário), permitindo desta forma assegurar a adequação dos sinais preço da tarifa de Acesso às Redes à efetiva utilização da rede. De salientar, ainda, que a existência de um período mínimo de permanência das opções tarifárias não radica na necessidade de evitar a deslocação do operador para a sua alteração, mas pelos motivos referidos, associados ao (diferente) número de horas de cada período horário em cada um dos ciclos e a conseqüente adequação dos preços da tarifa de acesso às redes à utilização prevista das redes, evitando comportamentos oportunistas de clientes.

De notar que, na presente consulta, apenas está em causa a regra aplicável às opções tarifárias das tarifas de Acesso às Redes (TAR), para clientes em BTN com potência contratada até 20,7 KVA.

A regulamentação em vigor não impede que, na componente de energia sujeita a contratação com o comercializador, sejam aplicadas diferentes opções tarifárias. Todavia, sendo esta uma possibilidade, a compatibilidade desta solução com as obrigações de transparência na faturação, designadamente relativas à faturação das TAR, torna a sua concretização difícil, acrescentando complexidade à compreensão da fatura.

Adicionalmente, e como já referido, a principal motivação para a existência de restrições temporais associadas à opção tarifária prende-se com a possibilidade de arbitragem de preços em função do número de horas de cada período horário, em particular, entre horas de vazio e horas de ponta, de cada ciclo. A ausência de restrição pode fomentar comportamentos indesejáveis, ou seja, oportunistas, visando a

maximização do número de horas de vazio, os quais poderão causar desvios negativos na recuperação dos custos das TAR.

De forma a avaliar o impacto desta alteração, com base nos perfis de consumo e injeção divulgados pela [E-REDES para 2025](#), procedeu-se ao cálculo do valor mensal da TAR, por opção tarifária e por consumidor tipo³, para o caso do ciclo de contagem semanal. Os valores obtidos são apresentados na Figura 2-2, que destaca, para cada mês e consumidor tipo, a opção tarifária com a menor TAR.

Figura 2-2 - Cálculo da TAR mensal, em €, por opção tarifária e por tipo de consumidor, com base no ciclo de contagem semanal

Mês	Consumidor 1 TAR, €			Consumidor 2 TAR, €			Consumidor 3 TAR, €		
	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Simples	Bi-horária	Tri-horária
janeiro	17,27	17,08	19,68	42,33	41,85	48,68	83,76	82,47	94,20
fevereiro	14,62	14,23	16,24	35,67	34,64	39,92	72,73	70,42	79,86
março	15,01	14,36	16,00	36,40	34,68	39,00	75,32	71,58	79,46
abril	13,39	13,16	12,09	32,23	31,62	28,81	68,44	66,98	62,61
maio	13,27	12,92	11,85	31,80	30,89	28,09	69,86	67,89	63,08
junho	12,98	12,43	11,49	31,16	29,71	27,23	69,49	66,42	61,89
julho	13,96	13,66	12,57	33,62	32,84	29,98	75,33	73,95	68,58
agosto	14,13	13,43	12,33	34,07	32,24	29,34	74,21	70,42	64,83
setembro	13,12	12,82	11,79	31,51	30,74	28,02	69,26	67,80	62,99
outubro	13,47	13,27	12,81	32,35	31,81	30,59	72,09	71,08	69,40
novembro	14,17	13,51	15,14	34,28	32,54	36,83	73,28	69,54	77,85
dezembro	16,55	16,35	18,73	40,44	39,91	46,18	81,94	80,47	91,69

Fonte: Cálculos ERSE, com base em Perfis de Consumo e Injeção para 2025 (E-REDES) e nos consumidores tipo do Simulador de preços da ERSE.

Com a atual regra, um consumidor que, no início de 2025, contrate uma opção tarifária terá de permanecer nessa mesma opção tarifária, pelo menos até ao final do ano, pelo que pagará necessariamente a TAR associada à opção tarifária contratada em janeiro. Por outro lado, a eliminação da permanência mínima de 12 meses na opção tarifária permite que o mesmo consumidor altere a opção tarifária da sua fatura de eletricidade como mais lhe convier, tendo nomeadamente em conta a poupança prospetivada.

³ Foram considerados os seguintes casos tipo:

- Consumidor tipo 1 - Potência Contratada - 3,45 kVA; Consumo anual – Fora de Vazio: 1 140 kWh | Vazio: 760 kWh
- Consumidor tipo 2 – Potência Contratada - 6,9 kVA; Consumo anual – Fora de Vazio: 3 000 kWh | Vazio: 2 000 kWh.
- Consumidor tipo 3 – Potência Contratada - 13,8 kVA; Consumo anual – Fora de Vazio: 6 540 kWh | Vazio: 4 360 kWh. Estes consumidores tipo são utilizados nas simulações rápidas disponíveis no simulador da ERSE ([link](#)).

O cálculo anual da TAR por opção tarifária, no ciclo de contagem semanal, é comparado, na Figura que se segue, com a menor TAR anual que cada consumidor tipo pagará se, em cada mês, estiver na opção tarifária com a TAR mais baixa. De acordo com os dados apresentados, os três consumidores tipo optariam pela opção bi-horária entre janeiro e março, deslocando-se para a opção tri-horária em abril e regressando à opção bi-horária em novembro, no qual se manteriam até dezembro.

Figura 2-3 - Cálculo da TAR anual, em €, no ciclo de contagem semanal, por opção tarifária e por tipo de consumidor

	Consumidor 1 TAR, €			Consumidor 2 TAR, €			Consumidor 3 TAR, €		
	Simple	Bi-horária	Tri-horária	Simple	Bi-horária	Tri-horária	Simple	Bi-horária	Tri-horária
TAR anual por período horário (1)	171,93	167,22	170,72	415,86	403,46	412,67	885,71	859,02	876,44
Menor TAR anual (2)	160,45			385,66			827,87		
Diferença entre (1) e (2)	7,15%	4,22%	6,40%	7,83%	4,61%	7,00%	6,99%	3,76%	5,87%

Fonte: Cálculos da ERSE; E-REDES (Perfis de Consumo e Injeção 2025).

Tendo por base a Figura acima, os consumidores tipo poderiam poupar 3,76% a 7,83% da sua despesa anual associada à TAR se todos os meses contratassem a opção tarifária que lhes auferir maior vantagem económica, pelo que a abolição da regra de permanência pode criar um incentivo económico à mudança de opção tarifária. Realce-se, no entanto, que estes valores implicam, desde logo, que os consumidores tipo avaliariam e escolheriam todos os meses a opção que lhes confere maior poupança, o que não seria de todo exatável.

Em face da análise, considera-se que os benefícios associados à eliminação da restrição à mudança de opção tarifária, designadamente ao nível da mudança de comercializador e na simplicidade de contratação, poderão, ainda assim, ser superiores aos impactes potenciais identificados relacionados com a recuperação dos custos do acesso às redes, dado que se baseiam em cenários teóricos. Assim, entende-se que a correlação entre estes elementos terá de ser verificada em função da experiência e no tempo de modo a que possa ser reavaliada.

Complementarmente, procedeu-se igualmente ao cálculo do valor anual da tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) por opção tarifária, no ciclo de contagem semanal, que é comparado, na Figura que se segue, com a menor TVCF anual que cada consumidor tipo pagaria se, em cada mês, estivesse na opção tarifária com a TVCF mais baixa.

Figura 2-4 - Cálculo da TVCF anual, em €, no ciclo de contagem semanal, por opção tarifária e por tipo de consumidor

	Consumidor 1 TVCF, €			Consumidor 2 TVCF, €			Consumidor 3 TVCF, €		
	Simple	Bi-horária	Tri-horária	Simple	Bi-horária	Tri-horária	Simple	Bi-horária	Tri-horária
TVCF anual por período horário (1)	380,21	381,74	372,35	952,97	956,99	932,27	2048,57	2057,77	2002,98
Menor TVCF anual (2)	371,90			931,09			2002,57		
Diferença entre (1) e (2)	2,24%	2,65%	0,12%	2,35%	2,78%	0,13%	2,30%	2,76%	0,02%

Fonte: Cálculos da ERSE; E-REDES (Perfis de Consumo e Injeção 2025).

No caso da TVCF, a alteração para a opção tarifária mais favorável ao longo do ano conferiria, aos consumidores tipo, uma poupança anual de 0,02% a 2,78%. Não obstante estas diferenças serem mais reduzidas do que as simuladas para a componente de acesso às redes, importa realçar, uma vez mais, que estes valores implicam desde logo que os consumidores tipo avaliam e escolhem todos os meses a opção que lhes confere maior poupança.

Neste contexto, a ERSE propõe a eliminação da restrição aplicável à mudança da opção tarifária da TAR, aplicável aos clientes com fornecimento em BTN, com potência contratada até 20,7 kVA, possibilitando assim a livre contratação de opções tarifárias concordantes com as ofertas disponíveis no mercado liberalizado. Mantém-se, pelas razões expostas, a restrição à alteração de ciclo de contagem, dadas as diferentes características de cada ciclo, designadamente em função do número de horas em cada período horário ao longo do ano.

De notar que uma abordagem alternativa seria a fixação de uma única opção tarifária aplicável à tarifa de Acesso às Redes, designadamente, a opção tarifária tri-horária, no caso dos fornecimentos em BTN. Esta solução simplificaria as opções disponíveis, sendo a que mais contribui para a adoção de comportamentos mais eficientes na utilização das redes. Todavia, o impacto desta alteração não seria negligenciável, exigindo uma adequada informação e preparação dos cerca de 6,3 milhões de clientes, que atualmente estão em tarifa simples e bi-horária, para a sua aplicação. Recorde-se que é a situação aplicável aos clientes com potências contratadas a partir de 20,7 kVA. Considerando que a quase totalidade das instalações em BTN estão integradas em redes inteligentes, e que se verifica uma crescente instalação de unidades produção para autoconsumo (UPAC) em BTN, bem como de carregadores de veículos elétricos, que exigem a utilização das instalações de consumo em diferentes períodos da utilização doméstica tradicional, esta solução tende a ser a mais racional e adequada à utilização eficiente das redes.

Como referido, esta solução apresenta impactos na faturação do acesso às redes que importa avaliar, não constituindo por esse motivo, uma proposta de alteração.

PROPOSTA

Considerando os elementos expostos, a ERSE propõe a eliminação das restrições temporais à mudança da opção tarifária, aplicável aos clientes de eletricidade com potência contratada até 20,7 kVA. Esta alteração tem impacto no RT, constituindo uma inovação face ao previsto no RRC. A alteração proposta é minimalista e centrada no RT, considerando que o objetivo da presente revisão regulamentar é de estar circunscrita a temas com impacto no novo período regulatório. Assim, como estão previstas outras oportunidades de revisão regulamentar e alargadas a outros regulamentos, haverá, nesse momento, possibilidade de aperfeiçoamento desta matéria, assegurando a devida coordenação entre regulamentos.

Considerando os elementos expostos, a ERSE propõe o seguinte:

1. Aditamento de um novo número no artigo 52.º do RT, com a epígrafe «Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN», com a seguinte redação: "4 A – Nas opções tarifárias de acesso às redes, aplicáveis a fornecimentos com potência contratada até 20,7 kVA, a obrigação de permanência por 12 meses, prevista no artigo 51.º do RRC, apenas é aplicável ao ciclo de contagem."

2.2 SINAIS DE PREÇO NA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT PARA FORNECIMENTOS EM BTN

RESUMO DA PROPOSTA

Aperfeiçoamento da redação da alínea a) do n.º 2 do artigo 98.º do RT, relativa à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT (baixa tensão) aplicável a entregas a clientes das opções tarifárias de BTN (baixa tensão normal). Em concreto, propõe-se retirar a restrição que obriga à conversão dos preços de potência em horas de ponta para os preços de energia ativa nas horas de fora de vazio das opções tarifárias com dois e três períodos horários.

ENQUADRAMENTO

A estrutura tarifária do setor elétrico em Portugal encontra-se adaptada aos utilizadores das redes, assumindo uma estrutura mais complexa quando é aplicada aos clientes com maiores consumos e uma

estrutura mais simples no caso dos fornecimentos em BTN, predominantemente consumidores domésticos e pequenos negócios. Concretamente, a variável de potência em horas de ponta ⁴ não é aplicada aos fornecimentos em BTN, sendo aplicável aos restantes fornecimentos, nos níveis de tensão superiores.

O sistema tarifário português é pautado pelo princípio da aditividade tarifária, para evitar subsidiação cruzadas entre atividades e entre clientes. Para concretizar este princípio, são definidas tarifas por atividade reguladas, o que permite identificar para cada cliente o valor a repercutir por cada atividade regulada necessária para o fornecimento de energia. Nas tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição, que na sua estrutura base incluem um termo tarifário relativo à potência em horas de ponta, destaca-se que este termo tarifário está ausente dos fornecimentos em BTN. Para assegurar a aditividade tarifária, procede-se a uma conversão de preços, que repercute noutros termos tarifários um valor equivalente à potência em horas de ponta.

No caso da opção tri-horária em BTN, a conversão dos preços de potência em horas de ponta das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição em alta tensão (AT) e de Uso da Rede de Distribuição em média tensão (MT) é realizada para os preços de energia ativa nas horas de ponta ⁵. Igualmente para a opção tri-horária, no caso da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT (URD BT), a conversão dos preços de potência em horas de ponta é realizada para os preços de energia ativa nas horas de fora de vazio. Contrariamente às restantes tarifas de uso das redes, na tarifa URD BT o critério de conversão acautela que uma conversão exclusivamente para a energia ativa em horas de ponta iria resultar num sinal de preço nesse período horário muito pronunciado.

PROPOSTA

Do estudo preliminar da ERSE para a atualização da localização dos períodos horários em Portugal continental ⁶, divulgado no final do ano 2024, decorre que a maior penetração de energia solar no sistema eletroprodutor resulta numa curva de preços horários no mercado elétrico que apresenta nos últimos anos

⁴ Nos termos do artigo 43.º do RT, a potência em horas de ponta é a potência ativa média calculada pelo rácio entre (1) a energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita e (2) o número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

⁵ No caso das opções com dois períodos horários, a conversão acontece para as horas de fora de vazio.

⁶ Estudo divulgado no capítulo 6 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025](#)» da ERSE (dezembro 2024).

os preços mais baixos durante o dia, em particular na hora legal de verão ⁷. Em contraste, a utilização das redes continua a apresentar os períodos de vazio durante a noite e as horas cheias durante o dia.

Para acautelar a falta de alinhamento na localização das horas de menor preço, entre os preços do mercado grossista e os preços de vazio das tarifas de rede, propõe-se rever os critérios de conversão da potência em horas de ponta, de forma a assegurar um maior alinhamento em preço. Em concreto, propõe-se retirar a restrição que obriga à conversão dos preços de potência em horas de ponta para os preços de energia ativa nas horas de fora de vazio nas opções tarifárias com dois e três períodos horários. Esta alteração permitirá modular os preços da tarifa URD BT entre as horas cheias e as horas de vazio, no caso da opção tri-horária em BTN. Trata-se de um aperfeiçoamento do cálculo tarifário, na medida que possibilita a adoção de sinais de preço mais coerentes com os critérios de conversão adotados nas restantes tarifas de uso das redes de transporte e distribuição ⁸.

Face ao exposto, a ERSE propõe a seguinte alteração do RT:

2. Eliminação das subalíneas i) e ii) da alínea a) do n.º 2 do artigo 98.º.

2.3 MECANISMOS DE ADEQUAÇÃO TARIFÁRIA

RESUMO DA PROPOSTA

Aperfeiçoamentos da redação do artigo 156.º do RT relativo ao mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia.

ENQUADRAMENTO

A monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização, prevista no artigo atual 156.º do RT foi proposta pela ERSE no âmbito da [Consulta Pública n.º 68](#) ⁹.

⁷ Conforme apresentado na [Figura 6-11](#) do documento referido na nota de rodapé 6.

⁸ Conforme referido, nas tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT, a conversão do preço de potência em horas de ponta apenas se realiza para as horas de ponta, aplicando o mesmo valor (nulo) nas horas cheias e horas de vazio.

⁹ Aprovado pelo Regulamento n.º 76/2019, 18 de janeiro, que alterou o Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro.

Este mecanismo foi introduzido em simultâneo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de energia do CUR, constituindo, ambos, instrumentos para minimizar a incerteza sobre o custo da energia.

Decorridos cinco anos da sua aplicação, mantém-se uma tendência de variabilidade de preços acentuada, todavia, num contexto distinto. De facto, o elemento de contexto diferenciador é marcado pela descarbonização e pela transição energética, com crescente penetração de produção intermitente proveniente de fontes renováveis, fazendo com que os preços de aprovisionamento estejam de forma contínua sujeitos a flutuações, sendo, assim, de extrema importância o exercício de verificação da sua adequabilidade.

Da experiência de aplicação deste mecanismo, concretizado através dos processos de monitorização trimestral da adequação da tarifa de Energia, verificou-se que a atuação dependente exclusivamente do apuramento do desvio no preço de energia previsto para o CUR poderá obrigar a decisão a favor da atualização, mesmo quando existem argumentos objetivos para a não atuação do mecanismo, tal como, a minimização dos ajustamentos tendo em consideração todas as atividades do CUR, incluindo a compra e venda de energia elétrica da produção com remuneração garantida (CVEE PRG).

Desde a sua criação, a ERSE aprovou atualizações da tarifa de energia por seis vezes ¹⁰, sendo que, em 2022 e 2023, coincidiram com decisões de fixação excecional de tarifas. Como reconhecido pelo CT e empresas do setor, as decisões do regulador têm de garantir o equilíbrio entre diferentes interesses que, neste caso, são a necessidade de adequação dos preços da energia do CUR evitando a criação de desvios ou condições de concorrência desiguais com o mercado liberalizado, e a garantia de estabilidade tarifária, permitindo que os clientes e demais agentes de mercado tenham confiança na atuação do regulador. Face ao exposto, a ERSE considera que existe a necessidade de explicitação no RT para, em casos justificados, não se proceder à atualização trimestral da tarifa de Energia que resultaria do mero apuramento do desvio no preço de energia previsto para o CUR. Para esta condição concorre o facto de existirem, a esta data, outros instrumentos que permitem a minimização dos ajustamentos e o facto de a realidade ter provado que as necessidades de adequação tarifária extravasam este instrumento, designadamente, através da fixação excecional.

No que respeita a um eventual mecanismo (automático) de revisão trimestral das TAR, a ERSE considera que não estão reunidas as condições para avançar com uma proposta de revisão regulamentar. Apesar da

¹⁰ Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril, Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril, Diretiva n.º 21/2022, de 26 de setembro, Diretiva n.º 11/2021, de 21 de junho, Diretiva n.º 15/2021, de 28 de setembro, e Diretiva n.º 5-A/2020, de 2 de abril.

recomendação do CT, em pareceres às propostas de tarifas para o setor elétrico, para que este mecanismo seja definido, a ERSE identificou complexidades na sua implementação, que reduzem a eficácia e abrangência do mecanismo a todos os consumidores, independentemente do seu comercializador.

Em concreto, seria necessário rever aspetos da relação comercial que assegurassem a alteração atempada dos preços pelos comercializadores de mercado, na componente de acesso às redes, mas também na componente de energia, dada a sua interdependência, em prazos consentâneos com uma maior periodicidade de fixação das TAR.

Por outro lado, esta dinâmica tarifária acarretaria riscos para os comercializadores e grandes consumidores de energia, nomeadamente relacionados com as suas estratégias de aprovisionamento e contratação de energia elétrica, podendo este risco diferir significativamente entre agentes em função dos contratos que celebraram.

Estas preocupações já tinham sido anteriormente veiculadas pela ERSE, nomeadamente nos seus comentários ao parecer do CT à proposta de tarifas para 2025 ¹¹.

Atento a que o impacto das TAR decorre em parte da volatilidade de determinadas rubricas de CIEG, importa ter presente que se perspetiva a redução gradual dos CIEG associados à produção de eletricidade, devido ao término gradual dos regimes de remuneração garantida. Adicionalmente, foram recentemente introduzidos novos instrumentos para a mitigação da volatilidade desses CIEG, designadamente os leilões de Produção com Remuneração Garantida (PRG) ¹². Neste contexto, o mecanismo de atualização das TAR torna-se menos premente ou mesmo prescindível.

De facto, no âmbito do procedimento da Consulta Pública n.º 125 referente ao Mecanismo de contratualização de venda a prazo de PRG, e tomando em consideração os comentários recebidos de várias partes interessadas, incluindo do Conselho Tarifário, o mecanismo proposto (ou reintroduzido) constitui um efetivo contributo para a promoção da liquidez de mercado de contratação a prazo e para estabilização tarifária. Esta última, por via de uma maior previsibilidade e antecipação do agregado de sobrecusto de PRG, com impacto na componente de acesso às redes, devido à redução da exposição de parte do volume de PRG à volatilidade do preço no mercado à vista.

¹¹ [Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de 2025”.](#)

¹² [Consulta Pública n.º 125](#) e [Diretiva n.º 6/2025](#).

A presente revisão do RT também contempla uma proposta que contribui para a mitigação da volatilidade dos CIEG, que consiste na possibilidade de condicionar a repercussão de ajustamentos provisórios (ano t-1) de atividades com volatilidade de proveitos, à realização de análises de estabilidade tarifária. Esta proposta é apresentada no ponto 3.9 deste documento.

Assim, em complemento à aplicação do mecanismo de atualização trimestral de energia, a ERSE prosseguirá a monitorização intra-anual dos impactos nos CIEG resultantes da evolução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, que suportam as decisões quanto à necessidade de avançar para a fixação excepcional de tarifas.

PROPOSTA

Considerando os elementos expostos, a ERSE propõe a clarificação e o aprimoramento da redação relativa ao mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia.

Estas alterações têm impacto na redação do n.º 3 e do n.º 4 do artigo 156.º do RT.

Considerando que o objetivo da presente revisão regulamentar deverá estar circunscrito a temas com impacto no novo período regulatório, propõe-se uma alteração minimalista.

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

3. Alteração da expressão do n.º 3 do art.º 156.º, relativo ao parâmetro β_t , clarificando que a proporção do desvio se refere ao limiar.
4. Clarificação do n.º 4 do art.º 156.º explicitando que a atualização da tarifa de energia pode ser repercutida, desde que devidamente justificada.

2.4 PREÇO APLICÁVEL AOS PROJETOS DE INVESTIGAÇÃO CIENTÍFICA E DESENVOLVIMENTO INSERIDOS EM ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS QUE OBTENHAM REGISTO PRÉVIO

RESUMO DA PROPOSTA

Clarificar que o preço determinado pela ERSE para aplicação aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas (ZLT) que obtenham registo prévio, se aplica não só à potência tomada, no caso do consumo, como também à potência de ligação, no caso da produção.

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, estabelece a existência de 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.

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 estão isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, bem como de encargos relativos à comparticipação nas redes, ficando sujeitos ao pagamento de um valor fixado em euros por MW e por dia a estabelecer pela ERSE. 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).

O artigo 107.º do RT em vigor, sobre a determinação do preço aplicável aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em ZLT que obtenham registo prévio, determina que o valor da potência corresponde à potência tomada do mês a que respeita a fatura, determinada como a máxima potência tomada registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que respeita a fatura. Considerando que o objeto das ZLT pode abarcar distintas atividades que não apenas o consumo, mas também a injeção na rede, é necessário clarificar que, nestas situações, nomeadamente no caso dos produtores, a unidade de faturação a considerar deve corresponder à potência de ligação.

PROPOSTA

Assim, propõe-se acrescentar no artigo 107.º do RT a especificação de que o preço tem aplicação não só à potência tomada, no consumo, mas também à potência de ligação, no caso da injeção na rede, nomeadamente da produção.

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

5. Alteração dos números 2 e 4, do artigo 107.º, de modo clarificar que o preço se aplica também a produtores, com a seguinte redação:

“2 - Aos projetos referidos no número anterior é aplicável um preço de potência, definido em Euros por kW, por dia, ou em Euros por kVA, por dia, consoante o aplicável.

4 - O valor da potência corresponde à potência tomada do mês a que a fatura respeita ou à potência de ligação, consoante o aplicável.”

3 PROVEITOS PERMITIDOS

3.1 ELIMINAÇÃO DO AGENTE COMERCIAL

RESUMO DA PROPOSTA

Retirar as referências ao Agente Comercial (AC) do RT, de forma a adaptá-lo ao atual enquadramento do SEN. Este novo paradigma decorre do término, no final do primeiro trimestre de 2024, do último Contrato de Aquisição de Energia (CAE) não cessado, sendo previsível a total extinção, durante o novo período regulatório, da já reduzida atividade desenvolvida pelo AC, cujas atuais obrigações se prendem com os ajustamentos tarifários e as participações nos painéis financeiros previstos nos CAE e demais tramitação processual.

ENQUADRAMENTO

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEE AC) era exercida pela REN Trading, S.A. (RENT) até ao término do último CAE da Turbogás, a 29 de março de 2024. A partir dessa data cessaram as obrigações de separação entre a REN T e a REN – Rede Eléctrica Nacional S.A. (REN), impostas

na decisão da ERSE sobre a certificação da REN como o operador da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT)¹³.

Além disso, a RENT não foi parte na solução transitória encontrada para o período de devolução da Central de Ciclo Combinado a Gás Natural da Tapada do Outeiro, nos termos do Despacho n.º 22/SEENC/2024¹⁴, tendo deixado de desempenhar as funções de compra e venda da energia elétrica produzida nesta central nos mercados organizados de eletricidade, bem como de desempenhar funções relativas à execução do contrato de fornecimento de gás.

Consequentemente, foi autorizada pelo Concedente a fusão da RENT com a REN no dia 26 de setembro de 2024¹⁵, tendo-se transferido o universo de direitos e obrigações para a sociedade incorporante.

PROPOSTA

Propõe-se eliminar do RT todas disposições relativas ao AC, incluindo os proveitos da atividade de CVEE AC aos produtores com CAE não cessados.

Complementarmente, propõe-se introduzir uma disposição transitória que garanta a continuidade dos direitos e das obrigações do AC até que as mesmas findem, sendo as mesmas transferidas para a atividade de GGS do ORT.

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

6. Eliminar os artigos 5.º, 108.º, 178.º e 179.º, assim como as restantes referências ao Agente Comercial em artigos dos Capítulos I e VI.
7. Introduzir a disposição para que a atividade transitória do AC seja desempenhada pela entidade concessionária da RNT.

¹³ [“Decisão sobre a certificação do operador da rede nacional de transporte de eletricidade e da rede nacional de transporte de gás natural”](#), de setembro de 2014.

¹⁴ Esta solução transitória foi formalizada num Acordo assinado entre a REN e a Turbogás, conforme descrito em maior detalhe no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

¹⁵ A fusão da REN Trading com a REN Elétrica, extinguindo-se a primeira por incorporação, é de 19 de novembro de 2024.

3.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO NA PARCELA DE CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA DA ATIVIDADE DE GGS

RESUMO DA PROPOSTA

Alterar o RT para transformar o ajustamento provisório de faturação dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA) num ajustamento provisório integral de toda a parcela dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) que recupera os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG)¹⁶, com o objetivo de aumentar a flexibilidade regulatória e contribuir para a estabilidade tarifária.

ENQUADRAMENTO

Os proveitos permitidos da atividade de GGS da REN estão divididos em duas parcelas que recuperam custos de naturezas distintas:

- i. custos de gestão do sistema, que incluem, entre outras, uma componente de OPEX¹⁷ e outra de CAPEX¹⁸, recuperados pela parcela I da tarifa de UGS. Esta parcela incorpora um ajustamento definitivo de t-2 de todas as componentes e um ajustamento provisório de t-1, apenas da componente de CAPEX. A formulação desta parcela encontra-se no artigo 111.º do RT (R_{GS}^T);
- ii. custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG ao nível da GGS), recuperados pela parcela II da tarifa UGS. Esta segunda parcela incorpora, além do ajustamento definitivo de t-2 global, um ajustamento provisório aplicado apenas aos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA). A formulação desta parcela (R_{Pol}^T) encontra-se no artigo 112.º do RT.

Assim, na sua configuração atual, a segunda parcela não permite acomodar outras situações que provoquem alterações à componente dos CIEG da GGS estimada para o ano t-1, como ocorreu, por exemplo, no exercício tarifário para 2025, com os custos decorrentes do acordo de transição da central da

¹⁶ Corresponde à componente “R_{Pol}” dos proveitos permitidos da atividade de GGS no RT.

¹⁷ Operational Expenditures, gastos de exploração.

¹⁸ Capital Expenditures, custos com o investimento (remuneração do ativo líquido e amortização do ativo).

Tapada do Outeiro¹⁹. Acresce que a eventual inclusão de componentes adicionais de proveitos a recuperar pela parcela II da tarifa UGS, proposta nesta revisão regulamentar como detalhado no ponto 3.8, contribuirão para uma maior variabilidade dos proveitos desta atividade entre as previsões para o ano t e o ajustamento definitivo de t-2.

Neste contexto, a ausência de um ajustamento provisório a nível de todas as parcelas da atividade de GGS, recuperadas pela parcela II da tarifa de UGS poderá comprometer a estabilidade tarifária e o equilíbrio económico-financeiro do Gestor Global do SEN.

PROPOSTA

Propõe-se transformar o ajustamento provisório de t-1, de faturação dos custos com a convergência tarifária das RA, num ajustamento provisório de t-1 integral da parcela dos proveitos permitidos da atividade de GGS que recupera os CIEG (a parcela “R_{Pol}” constante no artigo 112.º do RT), com o objetivo de aumentar a estabilidade dos proveitos a recuperar através desta atividade.

Esta proposta introduz flexibilidade regulatória na metodologia de cálculo dos proveitos a recuperar desta atividade, permitindo, também, acomodar situações extraordinárias ou imprevistas. Além disso, permite harmonizar a metodologia de ajustamentos provisórios com o efetuado nas restantes atividades semelhantes, como evidenciado pela proposta detalhada no ponto 3.10.

A manutenção da situação atual, sem um ajustamento provisório da parcela de CIEG da atividade de GGS, impediria um maior controlo da volatilidade tarifária. A possibilidade de se efetuar o ajustamento aos proveitos estimados para o ano t-1 permite antecipar a correção aos proveitos permitidos desta atividade.

Tendo em conta a proposta detalhada no ponto 3.9 e tratando-se de uma parcela que recupera CIEG, quando o ajustamento provisório é no sentido da devolução pela empresa, a sua repercussão é condicionada por critérios de estabilidade tarifária no ano t e t+1, avaliados no âmbito das análises de sustentabilidade do SEN publicadas pela ERSE nos exercícios tarifários.

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

¹⁹ Situação detalhada no documento [“Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”](#).

8. Alterar o n.º 1 do artigo 112.º, de modo a transformar o ajustamento provisório do custo com a convergência tarifária das RA num ajustamento provisório da parcela de “Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral” dos proveitos da atividade de GGS.
9. Eliminar o n.º 5 do artigo 112.º.
10. Introduzir um número adicional no artigo 112.º para refletir o método de cálculo do ajustamento provisório de t-1.

3.3 MECANISMO QUE ASSEGURA O EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS OPERADORES DE REDE NA ATRIBUIÇÃO DE TÍTULOS DE RESERVA DE CAPACIDADE NA MODALIDADE DE ACORDO

RESUMO DA PROPOSTA

Introduzir na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) em alta e média tensão (AT/MT) uma parcela que assegura a regulação e o equilíbrio económico-financeiro dos operadores na atribuição de Título de Reserva de Capacidade de injeção na rede (TRC) na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da rede. O objetivo desta alteração consiste em garantir um tratamento equitativo, do ponto de vista da regulação dos operadores de rede, das diferentes modalidades de atribuição de TRC e, deste modo, contribuir para a não discriminação dos agentes no acesso às redes.

ENQUADRAMENTO

O quadro legal existente prevê três modalidades de atribuição de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público (RESP), a saber: a) Modalidade de acesso geral; b) Modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP; c) Modalidade de procedimento concorrencial.

A atribuição do TRC de injeção na RESP na modalidade de acesso geral depende de pedido do requerente, para atribuição da capacidade disponível publicitada pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). A modalidade de procedimento concorrencial depende de iniciativa do membro do Governo responsável pela área da energia.

A atribuição de TRC, por acordo entre o interessado e o operador da rede, está prevista para nos casos em que não exista capacidade disponível na RESP, conforme o disposto na alínea b) do n.º 2 do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

Nesta modalidade de acordo, o interessado assume os encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para receber a energia que as instalações a ligar pretendem injetar (artigo 20.º do referido Decreto-Lei).

O n.º 8 do artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro determina que, “as infraestruturas construídas ou reforçadas ao abrigo de acordo integram-se, através da entrega em espécie, (...), no domínio público do concedente e no objeto da concessão não podendo ser consideradas como ativo a remunerar na parte correspondente ao custo suportado pelo requerente”.

A modalidade de acordo traz benefícios para o sistema, num quadro de grande procura pelo direito de injeção na rede e, simultaneamente, de escassez de rede, uma vez que contribui para o aumento de capacidade, designadamente de produção renovável. Esta modalidade desonera os consumidores no que se refere aos encargos com a construção ou reforço das respetivas infraestruturas, que são totalmente assumidos pelo requerente.

Uma vez que as infraestruturas decorrentes da modalidade de acordo para a atribuição de TRC também passam a ser ativos das concessões de serviço público²⁰, cabe igualmente à ERSE a regulação económica das atividades desenvolvidas pelos operadores de rede que estejam associadas a essas infraestruturas²¹. A necessidade de intervenção regulatória é reforçada porque o desenvolvimento e a posterior manutenção de tais infraestruturas recorrem a recursos (técnicos e humanos) que integram as atividades reguladas dos operadores de rede e que, por este motivo, são pagos por todos os consumidores através das tarifas. Esta intervenção regulatória contribui igualmente para anular eventuais riscos para os operadores de rede, dos investimentos realizados nessa modalidade.

Neste contexto, de modo a cumprir com a legislação em vigor, em particular com o direito da União Europeia, o regulador deve garantir o tratamento equitativo e equilibrado entre as várias modalidades de

²⁰ No estabelecimento e na exploração da concessão, os operadores da RESP, devem cumprir as normas e os regulamentos aplicáveis (base XXIV do Anexo II e base XIX do Anexo III do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente).

²¹ Nos termos da al. a) do artigo 205.º e artigo 206.º do DL 15/2022, cabe à ERSE, através da regulação económica, assegurar o desenvolvimento de redes seguras, fiáveis, eficientes e não discriminatórias, orientadas para o consumidor. A legislação europeia, nomeadamente os artigos 3.º, n.º 4, 6.º, 8.º, 59.º, n.ºs 1, al. a) e 7.º, a) e 9 da Diretiva (UE) 2019/943.

atribuição de TRC. Em concreto, o regulador deve escrutinar os impactes económicos, financeiros e operacionais, numa perspetiva de longo prazo, resultantes quer do desenvolvimento das infraestruturas, quer da sua incorporação na base de ativos, consoante a modalidade em causa, de forma a incorporá-los nas metodologias de regulação por si definidas.

Em suma, cabe à ERSE a definição de critérios específicos de tratamentos dos custos e receitas decorrentes dos investimentos realizados no âmbito da modalidade de acordo, de uma forma que preserve os benefícios desta modalidade para o sistema elétrico e que elimine eventuais desequilíbrios económicos que possam ocorrer face às restantes modalidades de atribuição de TRC, assim, contribuindo, igualmente, para a não discriminação dos agentes no acesso às redes.

PROPOSTA

O facto de a legislação determinar que o custo pago pelo requerente não possa ser remunerado para efeitos tarifários (artigo 21.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 15/2022) torna, à partida, o pagamento desse custo equivalente a uma participação financeira, que é deduzida ao valor do ativo a remunerar.

A especificidade desta modalidade, que assenta em negociações diretas entre requerentes e operadores de rede, pode levar a que não haja uma equivalência exata entre as receitas obtidas através dos pagamentos do requerente e os custos diretos e indiretos dos investimentos realizados pelo operador de rede. No plano legislativo e operacional, a modalidade de acordo é recente e apresentou-se como singular no plano europeu. Numa primeira abordagem regulatória, as receitas excedentárias obtidas com essas infraestruturas seriam consideradas proveitos suplementares e como tal deduzidas aos proveitos permitidos, visto que a gestão e a manutenção dessas infraestruturas são atividades reguladas.

Contudo, face às especificidades e aos benefícios desta modalidade, tal visão e operação assentes em regras de natureza contabilística afigura-se desadequada. A diferença entre os custos do investimento reportados e as receitas obtidas pode justificar-se porquanto reflete outros fatores, nomeadamente o custo de oportunidade para os operadores de rede decorrente da realização desses investimentos nessa modalidade face às restantes. Se as receitas retidas apenas refletirem os custos dos investimentos, a adesão em grande escala a esta modalidade poderá, em teoria, descapitalizar os operadores de rede, desincentivando-os a afetar recursos para essa modalidade de atribuição de TRC. Contudo, em sentido oposto, se as receitas retidas forem superiores aos custos associados aos investimentos, incluindo o custo de oportunidade do capital próprio, poder-se-á promover de modo desajustado a afetação de recursos para essa modalidade em detrimento de outros investimentos.

Refira-se ainda que a integração dos investimentos realizados no âmbito desta modalidade nos restantes ativos regulados contribui para tornar o seu risco tendencialmente nulo²², porquanto sujeita o regulador a garantir aos operadores o equilíbrio económico e financeiro associado à sua realização e manutenção.

Neste quadro, propõe-se introduzir, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de TEE e de DEE em AT/MT, uma parcela que assegure o equilíbrio económico e financeiro dos operadores de rede, que considere as receitas resultantes destes acordos e os custos totais das infraestruturas, após uma análise criteriosa por parte da ERSE.

Em sede da definição de parâmetros para o próximo período de regulação, serão introduzidos critérios detalhados relativos aos custos e receitas que devem ser considerados na atribuição de TRC na modalidade de acordo. De modo a assegurar a neutralidade económica e financeira para os operadores de rede, entre as várias modalidades de atribuição de TRC previstas na legislação em vigor, os custos incorporarão um montante que reflita o custo de oportunidade do capital próprio, na parte correspondente ao recurso esperado aos capitais próprios no financiamento desses investimentos em modalidades alternativas. De um modo genérico, a determinação da parcela a incorporar nos proveitos será determinada da seguinte forma:

- o custo de oportunidade do capital próprio é aplicado a uma parcela de ativo equivalente à percentagem do valor do investimento que não seria participado, caso se aplicasse, por exemplo, a modalidade geral de atribuição de TRC.
- para determinar a percentagem referida no ponto anterior, começa-se por considerar, o custo total de investimento nas infraestruturas construídas ao abrigo dos acordos, ao qual são deduzidos os valores estimados de participações que seriam recebidas dos produtores, caso a capacidade de injeção na rede fosse atribuída na modalidade geral.
- para o montante de ativo obtido no ponto anterior, seria determinada a percentagem potencialmente financiada com recurso a capitais próprios.
- A essa componente teórica financiada por capitais próprios, aplicar-se-ia a taxa correspondente ao custo do capital próprio definida em sede de parâmetros.

²² Refira-se ainda a que os custos estimados destes investimentos são suportados em garantias prestadas pelos requerentes.

- A parcela a refletir nos proveitos numa única vez, corresponde ao valor atual líquido do custo de oportunidade do capital próprio no período de vida útil dos investimentos abrangidos pelos acordos.

Esta proposta permite clarificar o enquadramento regulatório dos investimentos para a atribuição de TRC na modalidade de acordo, definido para o efeito critérios de quantificação dos proveitos permitidos aos operadores de rede quando realizam investimentos ao abrigo dessa modalidade, e garantindo a sua neutralidade face às restantes.

Relativamente ao período abrangido por esta proposta, existem duas alternativas:

- i. aplica-se aos acordos que vierem a ser assinados após a presente revisão do RT;
- ii. aplica-se aos investimentos em infraestruturas entrados em exploração após a revisão do RT, independentemente de quando foram assinados os respetivos acordos.

Tendo em conta que estes investimentos integram as respetivas atividades, considera-se que a segunda opção, aplicar-se aos investimentos em infraestruturas entrados em exploração após a revisão do RT, é a mais adequada.

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

11. Alterar os artigos 114.º (proveitos permitidos da atividade de TEE) e 120.º (proveitos permitidos da atividade de DEE em AT/MT), com a inserção de uma parcela específica que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores na atribuição de título de reserva de capacidade na modalidade de acordo. Esta parcela apenas será calculada com base em valores reais, em sede de cálculo dos ajustamentos.

3.4 INCORPORAÇÃO DO GRAU DE EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS NA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR CUSTOS TOTAIS APLICADA ÀS ATIVIDADES DE TEE E DE DEE EM AT/MT

RESUMO DA PROPOSTA

Adaptar a metodologia do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX²³) das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) em alta e média tensão (AT/MT), de modo a melhor refletir e sinalizar a capacidade real de execução dos investimentos previstos no início de cada período de regulação (PR).

Esta proposta concretiza-se nas seguintes alterações no cálculo dos proveitos permitidos destas atividades: (i) introdução de uma parcela para repercutir os proveitos decorrentes do CAPEX²⁴ dos investimentos aprovados em processos autónomos, cujo valor é excluído da metodologia TOTEX; (ii) alteração do mecanismo de partilha de ganhos e perdas, de modo a que o limiar da banda moderada passe a poder assumir dois valores distintos, consoante o grau de transição de investimentos previstos e realizados entre dois PR, com uma atuação simétrica.

ENQUADRAMENTO

No período de regulação 2022-2025, as atividades de TEE e de DEE, quer em AT/MT, quer em BT, foram reguladas por uma metodologia do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (“metodologia TOTEX”). A metodologia TOTEX em vigor tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente

²³ Total expenditure, que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*).

²⁴ Custo com capital, do inglês *Capital expenditure*, inclui a remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e participações, e as amortizações o exercício.

aos desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis, sem distinguir entre despesas com natureza de OPEX ou de CAPEX.

As metodologias de regulação por incentivos, quer sejam baseadas em *price-cap* ou *revenue-cap*, têm como base premiar as empresas sempre que sejam capazes de aumentar a eficiência dos custos ou, pelo contrário, penalizá-las se essa eficiência piorar. Nestas metodologias os desvios ocorridos entre custos e proveitos permitidos não são corrigidos ou apenas o são parcialmente, permitindo que as empresas retenham uma parte desses desvios, o que as incentivarão a reduzir os custos no sentido desse desvio ser a seu favor²⁵.

A metodologia TOTEX atualmente em vigor é complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas. Este mecanismo controla a rentabilidade obtida pelos operadores no âmbito da metodologia TOTEX, garantindo a mitigação de eventuais desvios entre os valores dos custos totais reais (OPEX e CAPEX) e dos proveitos permitidos²⁶.

Contudo, na sua versão atual, esta metodologia trata da mesma forma todos os desvios de execução de investimentos face ao previsto na parametrização da base de custos TOTEX, quer decorram de ganhos (ou perdas) de eficiência ou de inovação tecnológica, quer representem meramente um atraso ou antecipação da calendarização de obras planeadas, mesmo que por motivos alheios aos operadores de rede. Estes desvios entre os custos reais e os proveitos permitidos, independentemente da sua natureza, são refletidos diretamente na rentabilidade dos operadores de rede. No entanto, o seu impacto é limitado pelas bandas de atuação do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, que impõe limites máximos e mínimos de rentabilidade efetiva da empresa.

A título de exemplo, se os operadores não conseguirem realizar os investimentos inicialmente previstos para um período de regulação, por motivos fora do seu controlo, e os voltarem a prever no período de regulação seguinte com um custo equivalente e uma nova data de entrada em exploração, serão beneficiados por este atraso, que não se deveu a qualquer ganho de eficiência para o setor elétrico, no pressuposto de que esses investimentos voltam a incorporar a base de custos TOTEX. Em sentido inverso, se alguns investimentos considerados menos urgentes na data de definição da base de custos TOTEX, e que por isso foram planeados para o período de regulação subsequente, passarem a exigir uma execução

²⁵ “Regulation of the Power Sector”(Capítulo 4), Ignacio Perez-Arriaga et al. (2013)

²⁶ A explicação detalhada desta metodologia encontra-se na documentação de suporte à [Consulta Pública n.º 101](#) e no documento [“Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”](#).

mais urgente, os operadores serão penalizados, sem que isso reflita a sua menor eficiência na alocação de recursos para o desenvolvimento e operação das redes.

Num contexto de estabilização do nível de investimentos nas redes de transporte e de distribuição de eletricidade, este efeito não seria significativo, pelo que não comprometeria a eficácia da atual metodologia TOTEX e mecanismo de partilha associado. Porém, o atual contexto é de forte aceleração dos investimentos nas redes do setor elétrico do Continente nos próximos anos, como evidenciado nas mais recentes propostas de planos de investimento nas redes de transporte (proposta de PDIRT-E 2024 ²⁷) e de distribuição (proposta de PDIRD-E 2024 ²⁸). A ERSE colocou estas propostas em consulta pública nos últimos meses, tendo já emitido o seu parecer à proposta de PDIRD-E 2024 ²⁹.

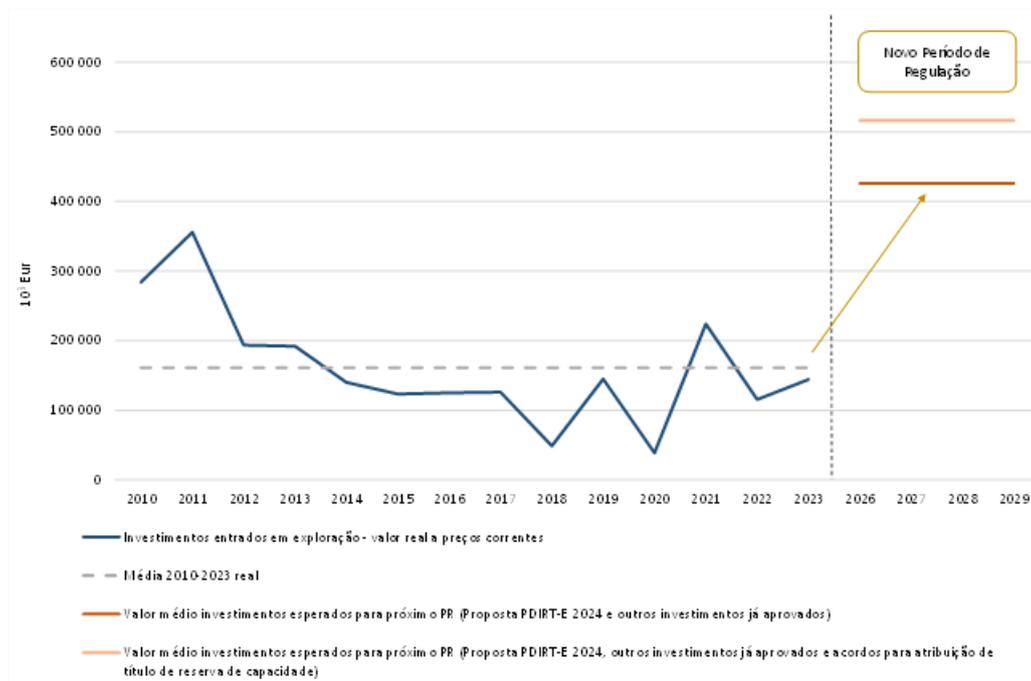
Com efeito, analisando o nível de investimento entrado em exploração nestas atividades, observa-se que o montante de investimentos atualmente previsto para os anos que integram o próximo período de regulação representa um incremento significativo face aos níveis médios efetivamente executados no passado, tanto na RNT (Figura 3-1) quanto na RND (Figura 3-2).

²⁷ [Consulta Pública n.º 128](#).

²⁸ [Consulta Pública n.º 126](#).

²⁹ [Parecer à proposta de PDIRD-E 2024 Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição 2026 a 2030](#).

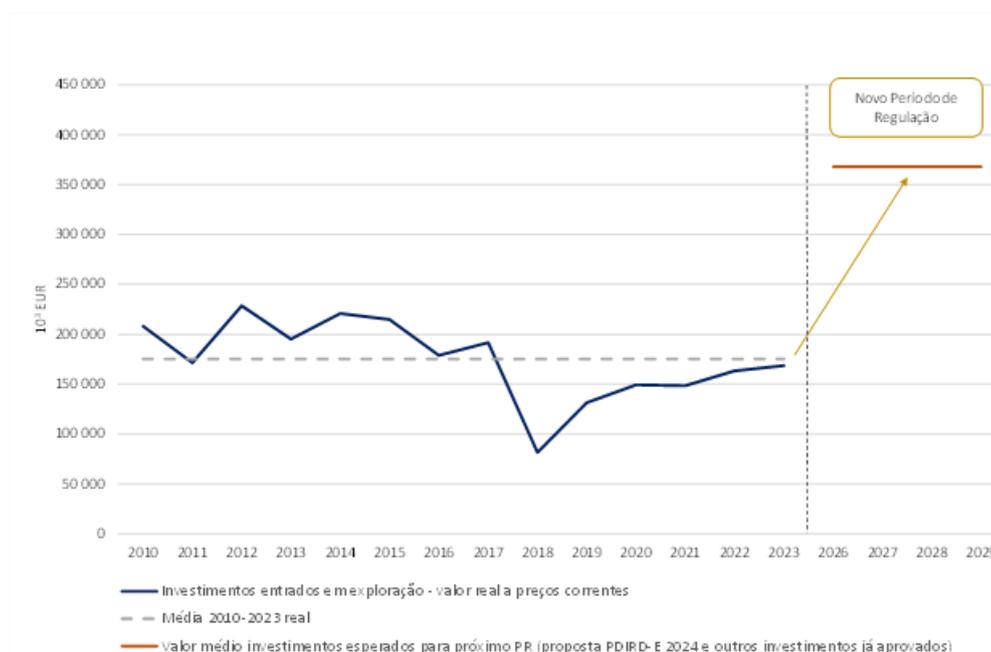
Figura 3-1 - Comparação investimento entrado em exploração 2010-2023 na Rede Nacional de Transporte (RNT) com projeção para o próximo PR³⁰



Fonte: ERSE, REN

³⁰ Ambas as séries com valores médios previstos para o próximo período regulação consideram os investimentos já aprovados no passado, quer em PDIRT-E anteriores, quer através de processos autónomos, bem como os valores de novo investimento da proposta de PDIRT-E 2024. Apenas divergem na consideração dos investimentos previstos executar ao abrigo da atribuição de título de reserva de capacidade na modalidade de acordo.

Figura 3-2 - Comparação investimento entrado em exploração 2010-2023 na Rede Nacional de Distribuição (RND) com projeção para o próximo PR³¹



Fonte: ERSE, E-REDES

Acresce que a conjuntura atual, de necessidades crescentes de investimento nas redes de transporte e de distribuição, para assegurar os objetivos de descarbonização e de eletrificação dos consumos, também aumenta a possibilidade de, ao longo do período de regulação, ser necessário antecipar (recalendarizar) a realização de investimentos que, no momento de definição da base de custos TOTEX inicial, não se afiguravam tão urgentes (por diferente priorização). Torna-se também mais provável que surjam novos investimentos urgentes durante o período de regulação, não antecipados nem inseridos em propostas de planos de investimento.

Neste contexto, a metodologia TOTEX atualmente em vigor deve ser adaptada à possibilidade crescente de ocorrerem desvios significativos do prazo de execução de investimentos, face ao previsto no momento em que são definidas as bases de custos TOTEX. Como referido anteriormente, a manutenção da metodologia atual poderia originar desvios de rentabilidade dos operadores de rede por motivos alheios à sua atuação, desvirtuando o sinal regulatório de incentivo à eficiência e à modernização da gestão das redes, subjacente a esta metodologia. Pretende-se garantir um equilíbrio entre disponibilizar aos operadores de rede os

³¹ A série com valores médios previstos para o próximo período regulação considera os investimentos já aprovados no passado, quer em PDIRD-E anteriores, quer através de processos autónomos, bem como os valores de novo investimento da proposta de PDIRD-E 2024.

recursos para que respondam aos desafios de descarbonização e de ligação à rede de novos produtores e consumidores, mas mantendo a eficiência de custos repercutidos nos consumidores.

Por fim, refira-se que a necessidade de introduzir alterações à metodologia TOTEX é mais premente nas atividades de TEE e de DEE em AT/MT, pelo menos para o próximo período de regulação, dado o volume de investimentos previsto. Relativamente à atividade de DEE em Baixa Tensão (BT), a natureza dos seus investimentos é mais granular e a concretização das obras não depende, por enquanto, da sua aprovação em sede de planos de investimento e desenvolvimento. Acresce ainda que, na atividade de DEE em BT, o peso da componente OPEX é mais elevado, reduzindo o impacto de variações da componente CAPEX, resultante do nível de execução de investimentos, na rentabilidade total.

Quanto à atividade de DEE nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RA), atualmente reguladas por uma metodologia do tipo *price cap* ao nível do OPEX e de *rate of return* ao nível do CAPEX, propõe-se, nesta revisão regulamentar, passar a aplicar uma metodologia TOTEX a partir do próximo período de regulação³². Assim, considera-se que, na transição para a nova metodologia, deve aplicar-se a sua versão mais simples, dando oportunidade à EDA e à EEM para adaptarem as suas decisões sobre a atividade de distribuição à nova metodologia de regulação.

Contudo, a ERSE monitorizará a evolução dos resultados da aplicação da metodologia TOTEX, quer à atividade de DEE em BT, quer às atividades de DEE nas RA e, caso seja necessário, procederá à sua adaptação no período de regulação subsequente.

PROPOSTA

Propõe-se alterar a metodologia TOTEX das atividades de TEE e de DEE em AT/MT, de modo a mitigar o efeito, na rentabilidade obtida pelos operadores, de potenciais adiamentos (ou antecipações) de investimentos entre períodos de regulação, face às previsões iniciais.

Esta proposta implica uma atuação combinada em várias componentes da metodologia TOTEX, designadamente a base de custos TOTEX e o mecanismo de partilha de ganhos e perdas, com impacto no RT.

³² Como detalhado no ponto 3.10.

Ao nível da definição da base de custos TOTEX inicial, propõe-se excluir todos os investimentos que decorrem de processos de aprovação autónoma, fora do processo normal de aprovação dos planos de desenvolvimento e investimento das redes. Dada a sua natureza tipicamente mais urgente e menos flexível, com menor possibilidade de obtenção de eficiência ou de procura de soluções alternativas (suportadas em flexibilidade ou com maior peso de gastos de exploração), estes investimentos são menos adequados a uma metodologia do tipo *revenue cap* aplicado ao TOTEX. Propõe-se, assim, passar a reconhecer o CAPEX decorrente destes investimentos fora da metodologia TOTEX, através de uma metodologia do tipo *rate of return*, com uma componente de amortizações e outra de remuneração do ativo líquido ("RAB"³³). O reconhecimento dos investimentos aprovados em sede de processos autónomos, com esta metodologia, é efetuado ao longo do período de regulação, à medida que são transferidos para exploração e com uma abordagem *ex-post*. No período de regulação seguinte, estes investimentos passam a integrar a base de custos TOTEX.

Refira-se que apenas integrarão esta parcela os investimentos já aprovados em processos autónomos no início de cada período de regulação ou investimentos aprovados autonomamente durante o período de regulação, que não tenham integrado as propostas de PDIRT-E e de PDIRD-E que suportaram a parametrização da base de custos totais inicial.

Todos os restantes investimentos previstos, designadamente em sede de PDIRT-E ou PDIRD-E, continuam a integrar a base de custos TOTEX inicial, após uma análise criteriosa por parte da ERSE, e desde que estejam aprovados ou inseridos em planos de investimento e desenvolvimento das redes que tenham obtido parecer do regulador.

Esta proposta implica, assim, adicionar no RT, na fórmula do ajustamento definitivo de t-2 dos proveitos permitidos dessas atividades, uma parcela para refletir o CAPEX dos investimentos aprovados através de processos autónomos ao longo do período de regulação. Em alternativa, ponderou-se aplicar esta parcela *ex-ante*, também na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos para o ano t. Contudo, considerando a incerteza relativa aos prazos de execução dos investimentos em causa, entende-se que a proposta de aplicação *ex-post* tem a vantagem de reduzir os riscos para o sistema e para as empresas, uma vez que evita atualizações financeiras de desvios de execução face ao previsto.

³³ Do inglês *Regulatory Asset Base*, inclui o ativo bruto líquido de amortizações e participações.

A presente proposta também incide no desenho do mecanismo de partilha de ganhos e perdas. De forma resumida, recorde-se que este mecanismo atua através dos limites, ou “*spread*”, de duas bandas, a moderada e a extrema, que representam o desvio médio de rentabilidade obtida pelos operadores na componente TOTEX face à taxa de remuneração definida pela ERSE (“WACC ERSE”) ao longo do período de regulação. Os desvios de rentabilidade de dimensão menor que o limite inferior da banda moderada são suportados integralmente pelos operadores. Entre o limite inferior da banda moderada e o da banda extrema, os operadores partilham com os consumidores 50% desses desvios. A partir do limite inferior da banda extrema, todos os desvios são repercutidos nos consumidores, pelo que a atuação desta banda estabelece limiares inferiores e superiores à rentabilidade obtida pelos operadores, na componente de TOTEX.

Nesta revisão, propõe-se introduzir no RT a possibilidade de atribuir dois valores distintos ao limite inferior da banda moderada, com uma atuação simétrica. O valor a aplicar no momento do cálculo do mecanismo de partilha dependeria do grau de adiamento ou antecipação (transição) de investimentos executados entre o período de regulação inicial e o subsequente, face aos que foram integrados na parametrização da base de custos TOTEX do primeiro período de regulação.

Por exemplo, se no próximo período de regulação (PR 1), alguns investimentos que fazem parte da base custo TOTEX inicial desse PR 1 não forem executados, poderão passar a ser previstos para o PR subsequente (PR 2), integrando, deste modo, a base de custos desse PR 2. Caso o peso desses investimentos, que transitam para a base de custos PR 2, na base de custo TOTEX inicial do PR 1 for acima de um valor de referência previamente definido³⁴, aplica-se um valor menor para o limite inferior da banda moderada. Sublinhe-se que este mecanismo só se aplica se o peso dos investimentos considerados no PR 1 que transitarem para o PR 2 for muito significativo na base de custo TOTEX inicial desse PR.

A metodologia é simétrica, pelo que, também se aplica se, em lugar de adiamento de investimentos, se verificar a antecipação de investimentos, isto é, se forem realizados investimentos previstos em PDIR aprovados ou para os quais a ERSE tenha dado parecer favorável que não estavam previstos serem já realizados no período regulatório, pelo que não estavam integrados na base de custo TOTEX.

No momento de aplicação e cálculo do mecanismo de partilha relativo a um período de regulação (segundo ano de tarifas do período de regulação subsequente), já se dispõe da informação real para todos os anos

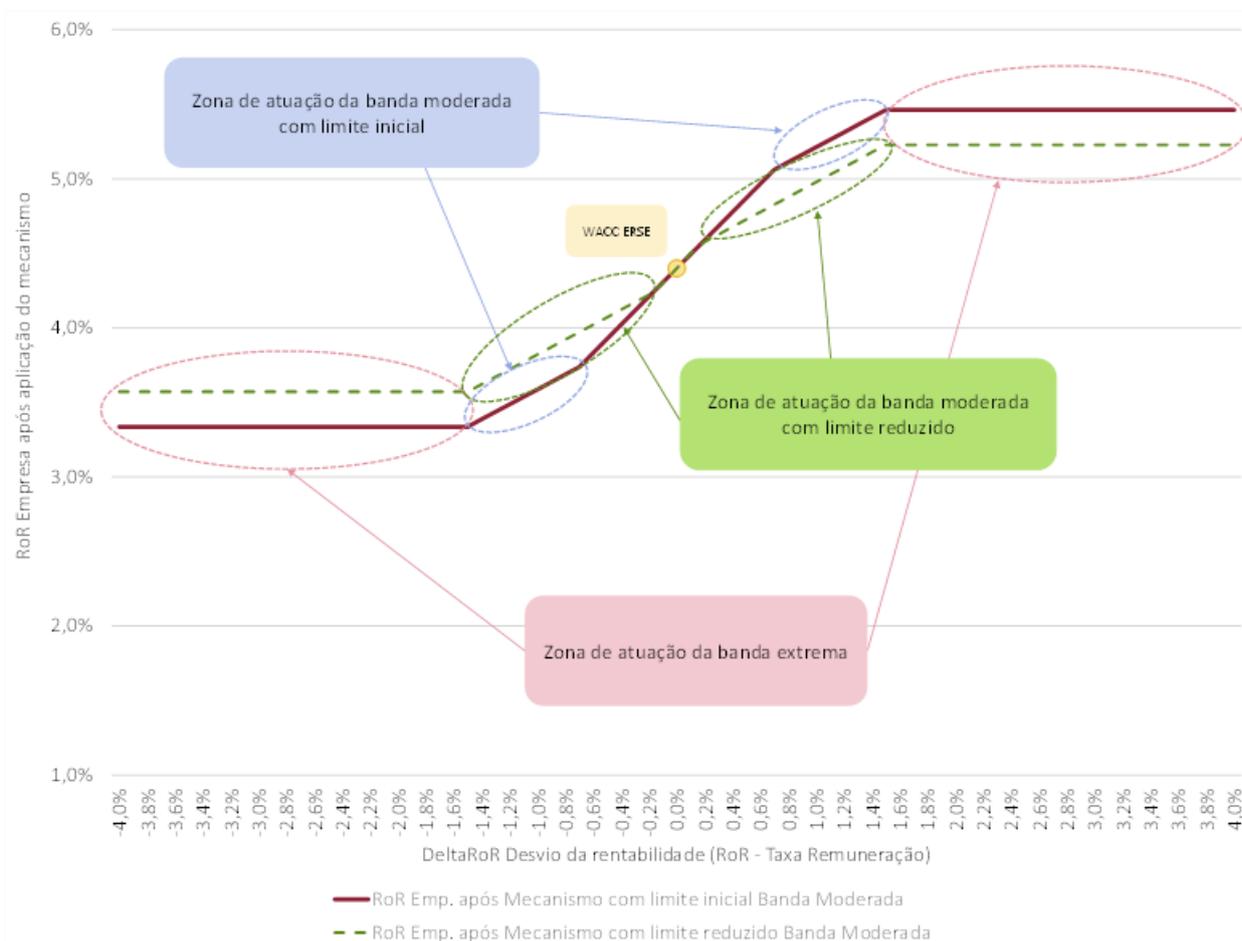
³⁴ Considerando sempre todos os valores com referência ao momento de definição da base de custos do PR 1, ou seja, alterações do valor das obras que transitam não afetam esse rácio.

desse período e já se definiu a base de custos para o período de regulação subsequente. Os valores alternativos dos limites de início da banda moderada, bem como a percentagem de transição de investimentos entre períodos de regulação que ativa a aplicação do limiar da banda moderada mais baixo, serão determinados *ex-ante*, em sede de definição de parâmetros. Esta proposta será aplicada a desvios de execução de obras registados a partir do período de regulação de 2026 a 2029, não incidindo sobre desvios ocorridos no período de 2022 a 2025.

Assim, a proposta de alteração no desenho do mecanismo de partilha de ganhos e perdas apenas implica alterações ao limite de início da banda moderada, mantendo-se o limite de início da banda extrema e o fator de partilha de 50% entre a banda moderada e a banda extrema. Na prática, se a transição de investimento entre períodos de regulação for muito significativa, os operadores começam a partilhar 50% dos desvios de rentabilidade daí decorrentes a partir de níveis inferiores desses desvios. Ou seja, a partilha de 50% atuará a partir de desvios inferiores de rentabilidade face ao WACC. Em consequência, os limiares mínimos de rentabilidade aumentarão e os limiares máximo serão diminuídos, diminuindo o intervalo de variação da rentabilidade, quando comparados com a situação inicial de um valor mais elevado para o limite inferior da banda moderada.

De seguida apresenta-se, a título ilustrativo, o impacte teórico desta alteração do limiar inicial da banda moderada no intervalo de rentabilidades obtidas pela empresa, após aplicação do mecanismo de partilha (“RoR Empresa após aplicação do mecanismo”). Compara-se a situação inicial com a situação após a aplicação de um limite mais reduzido para o início da banda moderada.

Figura 3-3 - Rentabilidades (RoR Empresa) obtidas pelos operadores com a aplicação do mecanismo partilha, com dois limites alternativos para o início da banda moderada



Observa-se que, caso o limiar da banda moderada seja mais reduzido, os operadores começam a partilhar 50% dos desvios de rentabilidade face ao WACC, a partir de valores mais reduzidos desses desvios. Observa-se igualmente que o intervalo de variação possível da rentabilidade dos operadores se reduz. Tanto os ganhos como as perdas face ao WACC definido pela ERSE ficam mais limitados.

Em resumo, a proposta de alteração do mecanismo de partilha de ganhos e perdas leva a que os desvios de rentabilidade que se devam à transição da calendarização de investimentos entre períodos de regulação, num montante significativo e acima de um valor de referência, passem a estar sujeitos a um valor mais reduzido para o limite inferior da banda moderada, que leva a que esses desvios sejam partilhados com os consumidores a partir de níveis mais reduzidos.

Ao manter o conceito de partilha, por oposição a uma eventual alternativa de repercussão total dos ganhos ou perdas que resultassem de diferenças na execução dos investimentos face ao previsto, esta proposta tem a vantagem de preservar os incentivos da metodologia TOTEX (aumento de eficiência nos custos totais de desenvolvimento e exploração das redes, liberdade elevada dos operadores na gestão das suas opções de investimento). Por outro lado, esta proposta incentiva os operadores a desenvolverem previsões de calendarização dos investimentos mais ajustadas à sua efetiva capacidade de execução dos mesmos. Tem ainda a vantagem de mitigar o risco, medido em termos de desvios elevados de rentabilidade face à taxa de remuneração definida pela ERSE, quer para os operadores, quer para o sistema, que resulte de ineficiências na calendarização da execução dos investimentos, mesmo que alheias ao controlo dos operadores. Contudo, as alterações propostas têm a desvantagem de aumentarem a complexidade da metodologia de cálculo dos proveitos permitidos destes operadores, designadamente o mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

A ERSE avaliou igualmente outras alternativas de atuação ao nível do mecanismo de partilha, sempre em função do montante de investimentos previstos e executados que transitam entre períodos de regulação, nomeadamente as seguintes:

- redução de ambos os limiares em simultâneo, quer o da banda moderada, quer o da banda extrema. Contudo, a atuação em ambas as bandas reduziria em demasia os incentivos subjacentes à metodologia TOTEX, uma vez que condicionaria os desvios de rentabilidade obtidos pelas empresas a limites muito apertados.
- alteração do fator de partilha de 50% na banda moderada, em lugar da alteração do limiar dessa banda. Nesta alternativa, embora se possam obter limites semelhantes para os intervalos finais de variação da rentabilidade dos operadores, consoante o fator de partilha atribuído, não se atinge o objetivo de partilha de desvios de rentabilidade a partir de limiares mais baixos.

Conclui-se, assim, que a alteração do mecanismo de partilha proposta pela ERSE é a que mais se adequa às necessidades de adaptação da metodologia de TOTEX aos atuais desafios na gestão e operação das redes.

Por fim, a proposta de adaptação da metodologia TOTEX para o próximo período de regulação inclui ainda um reforço da informação a fornecer pelos operadores da RNT e da RND. Como referido anteriormente, no momento do cálculo do mecanismo de partilha, será necessário computar a percentagem de desvio de execução de investimentos entre períodos de regulação face ao previsto, percentagem esta que, por sua vez, determina qual o limite da banda moderada a aplicar. Assim, os operadores da RNT e da RND devem enviar à ERSE, no reporte de informação do exercício tarifário em que será calculado o mecanismo de

partilha, um relatório detalhado dos investimentos que foram executados no período de regulação anterior, face aos investimentos que integraram a base de custos TOTEX nesse período, identificando ainda quais dos investimentos não executados transitaram para a base de custos do período de regulação subsequente.

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

12. Alterar os artigos 114.º (proveitos permitidos da atividade de TEE) e 120.º (proveitos permitidos da atividade de DEE em AT/MT), para acrescentar:
- a) Na fórmula de cálculo do ajustamento t-2, uma parcela para repercutir os proveitos decorrentes do CAPEX dos investimentos aprovados em processos autónomos, cujo valor é excluído da metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX;
 - b) No mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, a possibilidade de se aplicarem dois limiares alternativos para a banda moderada de atuação deste mecanismo, em função do grau de transição de investimentos entre períodos de regulação face ao previsto.
13. Alterar os artigos 180.º (informação a fornecer pela REN) e 186.º (informação a fornecer pela E-REDES), que passam a incluir, no ano de cálculo do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, um relatório com informação detalhada sobre a execução de investimentos face ao incorporado nas bases de custos TOTEX do período de regulação anterior e do período de regulação em curso.

3.5 REVISÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

RESUMO DA PROPOSTA

Incorporar no RT a descrição e o conteúdo de cada uma das componentes que compõem o incentivo global IMDT já previsto no RT, que atualmente apenas constam no documento de parâmetros para o período regulatório 2022-2025.

Melhorar algumas dessas componentes já existentes e introduzir novas componentes relativas à atribuição de capacidade de rede, na modalidade com restrições.

ENQUADRAMENTO

A atual regulação por incentivos aplicada aos custos totais da atividade de Transporte de Energia Elétrica, inserida num contexto de transição energética com crescentes desafios, designadamente associados à descarbonização do setor elétrico e crescente necessidade de integração de produção a partir de fontes de energia renovável, possibilita à empresa escolher quais as opções tecnológicas e, num prisma mais amplo, qual a estrutura de custos mais adequada para responder a esses desafios da forma mais eficiente.

Decorrente do comportamento dos operadores para maximizarem os ganhos quando são aplicadas metodologias de regulação por incentivos baseadas em custos totais, importa, contudo, minimizar o risco de degradação do desempenho técnico da RNT, que pode advir de decisões do operador que conduzam a uma diminuição do nível de investimento abaixo do necessário para manter o desempenho ou melhorá-lo nas situações em que ele seja insuficiente. É, por isso, fundamental monitorizar, sistematicamente, tanto a evolução do investimento, como a evolução de diversos indicadores que reflitam o desempenho técnico das redes.

O incentivo IMDT encontra-se previsto no artigo 153.º do RT, assim como a identificação de cada um dos indicadores relativos a cada uma das componentes que, agregadas, determinam o incentivo global IMDT. No entanto, a descrição e explicação do método de cálculo de cada uma dessas componentes individuais não consta no atual RT, estando apenas incluída no documento de parâmetros para o período regulatório 2022-2025, publicado em 2021, que não é um documento de natureza e com força regulamentar. Por isso, para que cada uma destas componentes tenha essa força regulamentar, pretende-se introduzir uma nova subsecção no RT, dentro da atual secção dedicada ao IMDT.

Adicionalmente, pretende-se rever o modo como é realizada a avaliação do desempenho técnico da RNT, introduzindo um novo incentivo que incida sobre a atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições, tal como atualmente previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual. Assim, propõe-se adicionar um novo incentivo dirigido à atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições, quer para ligação à RNT, quer para ligações à RND de instalações de produção e armazenamento autónomo, incluindo uma componente dedicada à cooperação entre ORT e ORD com vista a uma viabilização dessa atribuição de capacidade com restrições pelo ORT (ponto 3.5.4).

Também do lado da alimentação do consumo, se propõe as mesmas duas componentes, uma dedicada à capacidade atribuída para consumo alimentado pela RNT e outra relativa à cooperação entre operadores

com vista a uma viabilização pelo ORT de capacidade atribuída pelo ORD para alimentação de consumos alimentados pela RND, mas condicionando no tempo o grau de restrições impostas pelo ORT (ponto 3.5.5).

PROPOSTA

Propõe-se incluir na Secção XV do Capítulo IV dedicada ao IMDT cinco novas subsecções dedicadas a cada uma das componentes de incentivo individuais que passarão a integrar o incentivo IMDT revisto, designadamente (i) quanto à disponibilidade do equipamento da RNT, (ii) níveis de qualidade de serviço na RNT, (iii) capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados no sentido importador e exportador, e (iv) as três novas componentes relativa à atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições para nova produção e armazenamento autónomo, para novo consumo alimentado a partir da RNT ou da RND e à otimização do desempenho ambiental no planeamento da RNT.

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

14. Alterar o atual artigo 153.º, atualizando os indicadores e respetivos ponderadores.
15. Criar cinco novas subsecções dentro da Secção XV do Capítulo IV, dedicadas às componentes de incentivo individual que compõem o IMDT revisto

3.5.1 COMPONENTE 1 DO IMDT – INCENTIVO À MANUTENÇÃO DA DISPONIBILIDADE DO EQUIPAMENTO DA RNT

RESUMO DA PROPOSTA

Manter a atual componente do incentivo e atualizar os parâmetros que servem de base ao método de cálculo do mesmo, a ocorrer somente em sede de definição de parâmetros.

Criar na Secção XV do Capítulo IV do RT uma nova subsecção dedicada a esta componente do incentivo

ENQUADRAMENTO

Para o período regulatório que agora termina, foi definida uma componente do incentivo associada a avaliar a disponibilidade do equipamento da RNT, que pretende contribuir para que as decisões de

investimento do ORT não conduzam a uma degradação da disponibilidade dos elementos da RNT já alcançada, medida em percentagem das horas totais do ano.

É um incentivo de base anual, com um funcionamento de base “ON/OFF, ou seja, o ORT apenas pode atingir o prémio global associado ao Incentivo global “IMDT”, caso cumpra os requisitos associados à disponibilidade, atingindo ou ultrapassando um valor unitário do indicador I_{DISP} .

O indicador I_{DISP} é determinado com base na média móvel da disponibilidade registada na média móvel dos últimos três anos com contas reais, com dados reais (P_{DISP}).

A disponibilidade é determinada de acordo com o indicador Tcd ³⁵, estabelecido no RQS, e é avaliada através da ponderação das taxas de disponibilidade médias dos circuitos de linha (Td_{cl}) e dos transformadores de potência (Td_{tp}), com base nas respetivas potências médias, cujas fórmulas de cálculo das taxas de disponibilidade se encontram estabelecidas no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço.

PROPOSTA

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

16. Introdução de uma nova subsecção I na secção XV do capítulo IV relativa à componente 1 do IMDT, associada à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT.
17. Introdução de novos artigos nessa subsecção, enquadrando esta componente do incentivo e descrevendo a metodologia de cálculo da mesma.

3.5.2 COMPONENTE 2 DO IMDT– INCENTIVO À MANUTENÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DA RNT

RESUMO DA PROPOSTA

Manter a atual componente do incentivo e atualizar os parâmetros que servem de base ao método de cálculo do mesmo, a ocorrer somente em sede de definição de parâmetros.

³⁵ Taxa combinada de disponibilidade que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 2 do Manual de Procedimentos do RQS.

Criar na secção XV do Capítulo IV do RT uma nova subsecção dedicada a esta componente do incentivo.

ENQUADRAMENTO

Para o período regulatório que agora termina, foi definida uma componente do incentivo associada a avaliar os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT, com a qual se pretende garantir que as decisões de investimento do ORT não conduzem a uma degradação do nível de continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica já alcançada.

É um incentivo de base anual, com um funcionamento de base “ON/OFF”, ou seja, o ORT apenas pode atingir o prémio global associado ao Incentivo global “IMDT”, caso cumpra os requisitos associados à disponibilidade, atingindo um valor unitário do indicador I_{QST} .

O indicador I_{QST} está associado à média móvel do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) registado na média móvel dos últimos três anos com contas reais³⁶ (P_{QST}), sendo o indicador de continuidade de serviço TIE determinado conforme o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)³⁷.

PROPOSTA

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

- | |
|--|
| <ol style="list-style-type: none">18. Introdução de uma nova Subsecção II na Secção XV do Capítulo IV relativa à componente 2 do IMDT, associada à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT.19. Introdução de novos artigos nessa subsecção, enquadrando esta componente do incentivo e descrevendo a metodologia de cálculo da mesma. |
|--|

³⁶ Como exemplo, para o cálculo do ano de 2022, o indicador terá em conta os dados reais dos anos de 2020, 2021 e 2022.

³⁷ Tempo de interrupção equivalente – Indicador que representa o tempo de interrupção, em minutos, resultante de interrupções longas, da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 2 do Manual de Procedimentos do RQS.

3.5.3 COMPONENTE 3 DO IMDT - INCENTIVO À DISPONIBILIZAÇÃO DE CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO PARA FINS COMERCIAIS

RESUMO DA PROPOSTA

Rever a atual componente do incentivo associada à capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, adotando dois novos indicadores: “valor médio horário da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário no sentido importador” e “valor médio horário da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário no sentido exportador”.

Criar na Secção XV do Capítulo IV do RT uma nova subsecção dedicada a esta componente do incentivo.

ENQUADRAMENTO

Estes dois indicadores, que avaliam o nível de capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, em cada sentido de trânsitos, pretende valorizar decisões do ORT que permitam disponibilizar mais capacidade para fins comerciais, embora sem prejuízo do respeito pela segurança da rede e a segurança de abastecimento dos consumos, que o ORT deve sempre garantir.

No período regulatório que agora termina, adotou-se um indicador que pretendia incentivar o ORT a antecipar o cumprimento da meta imposta a nível europeu pelo Regulamento n.º 2019/943, de 5 de junho, que impunha que os ORT devessem disponibilizar ao mercado um nível mínimo de capacidade disponível para o comércio interzonal de 70 % da capacidade de transporte durante todas as horas do ano. O objetivo é que os operadores das redes de transporte não limitem o volume de capacidade de interligação a disponibilizar aos participantes no mercado, para resolverem congestionamentos no seio das suas próprias zonas de ofertas, ou como meio de gerir os fluxos resultantes de transações internas para zonas de ofertas.

No entanto, a REN beneficiou de uma derrogação que lhe permitiu um cumprimento gradual dessa meta entre 2022 e 2025, sendo que a componente de incentivo em causa visava incentivar a antecipação desse cumprimento gradual ao longo do período regulatório. Não havendo possibilidade de novas derrogações,

a REN terá de cumprir a meta imposta ao nível europeu a partir de 1 de janeiro de 2026, cabendo à ERSE a respetiva monitorização³⁸ de forma coordenada com a ACER.

Uma vez que o cumprimento desta meta passa a ser obrigatório a partir de janeiro de 2026, deixa de fazer sentido incentivar o ORT ao seu cumprimento, ainda que o mesmo seja fundamental para garantir a maximização da capacidade disponibilizada ao mercado, quer em valor absoluto quer no número de horas em que é disponibilizada. Importa referir que a REN atingiu os objetivos intercalares estabelecidos em 2022 e 2023, conseguindo atingir em cada um destes anos valores que anteciparam a referência proposta para o ano seguinte e, com isso, atingir o máximo do incentivo associado a este indicador. Os valores de 2024 não foram ainda validados pela ERSE, mas a informação recebida aponta no mesmo sentido.

Para o período regulatório 2026-2029, propõe-se agora focar esta componente do incentivo num indicador simples, auditável e que melhor represente a capacidade disponibilizada ao mercado. Nesse sentido, considera-se que o valor médio horário da capacidade de importação e de exportação disponibilizada ao mercado diário ao longo do ano, permite atingir esse objetivo.

Esta opção vai ao encontro da perspetiva de que é fundamental garantir que, do ponto de vista da integração entre mercados português e espanhol, não há uma degradação dos níveis de capacidade de interligação já alcançados nos últimos anos, e por conseguinte, evitar uma deterioração dos níveis de integração dos mercados no âmbito do MIBEL, acima de 95% do tempo (Figura 3-4). Para esta integração muito contribuiu o crescimento da capacidade de interligação física, como resultado dos reforços concretizados na RNT na última década, e que se pretende manter, e se possível aumentar, nomeadamente como consequência da entrada em exploração da nova interligação Minho-Galiza, prevista para finais de 2025, tanto no sentido importador (Figura 3-5) quanto no sentido exportador (Figura 3-6).

³⁸ A verificação do cumprimento da meta anual deverá ser determinada de acordo com a metodologia aprovada pela ACER, através da Recomendação 01/2019, baseada no conceito de capacidade mínima, denominado "Minimum Margin Available for Cross Zonal Trade" (MACZT).

Figura 3-4 - Evolução do nível de integração dos mercados

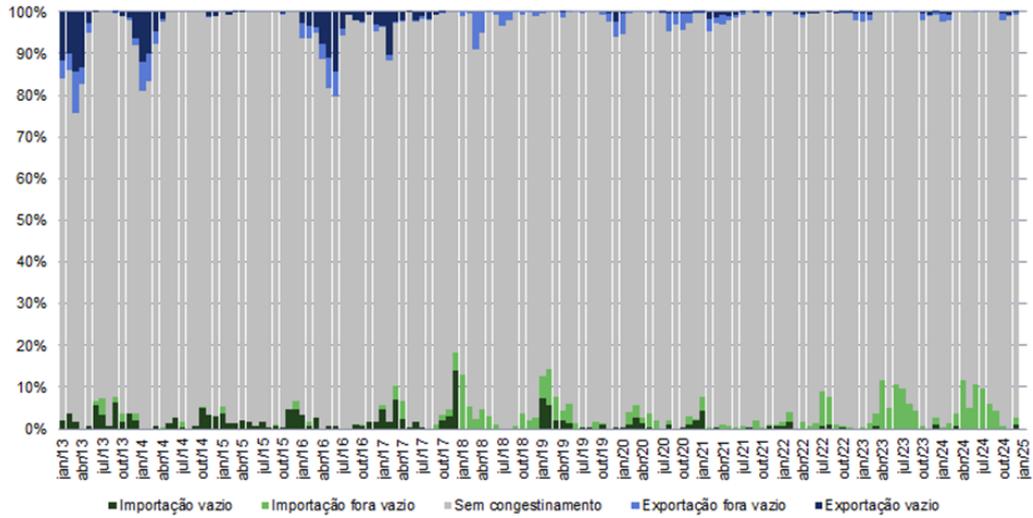


Figura 3-5 - Evolução da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário, no sentido importador

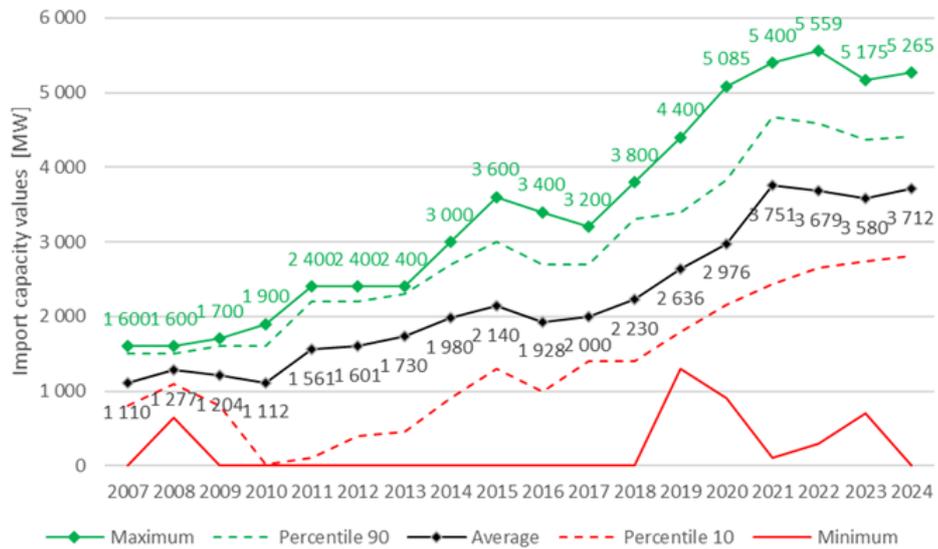
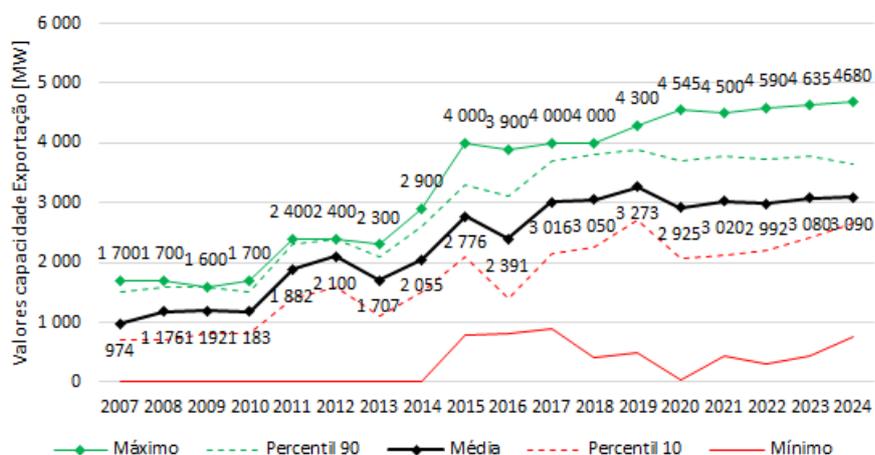


Figura 3-6 – Evolução da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário, no sentido exportador

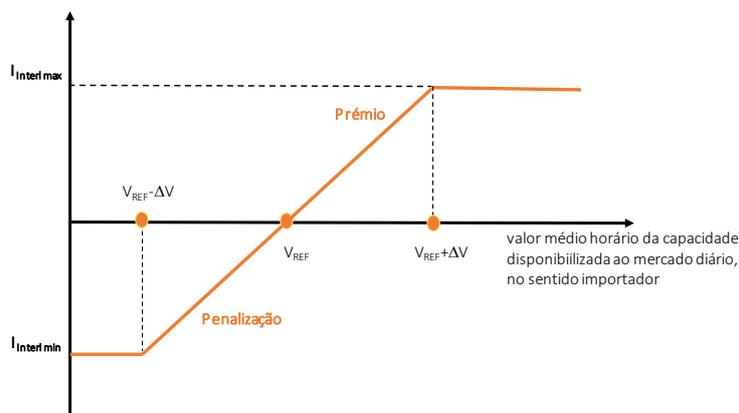


PROPOSTA

Propõe-se um incentivo de base anual, associado à maximização da capacidade de interligação no sentido importador e exportador, avaliada pelos indicadores “valor médio horário da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário no sentido importador” e “valor médio horário da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário no sentido exportador”. O incentivo deve ser simétrico, premiando o operador da RNT quando o indicador exceda o valor de referência, até um valor limite superior, e penalizando o ORT abaixo desse valor de referência, igualmente limitado inferiormente, conforme ilustrado graficamente na Figura seguinte.

Propõe-se que os valores de referência para cada um dos sentidos importador e exportador corresponda à média dos primeiros três anos do atual período regulatório, 2022 a 2024, do valor médio horário anual da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário. Já para os limites inferior e superior, propõe-se que os valores a aplicar, sejam definidos em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029, com base nos valores verificados nesse mesmo triênio.

Figura 3-7 - Incentivo à maximização da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário



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

20. Introdução de uma nova Subsecção III na Secção XV do Capítulo IV relativa à componente 3 do IMDT, associada ao nível médio da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário, nos dois sentidos, importação e exportação.
21. Introdução de novos artigos nessa subsecção, enquadrando esta componente do incentivo e descrevendo a metodologia de cálculo da mesma.

3.5.4 COMPONENTE 4 DO IMDT – INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA REDE NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO

RESUMO DA PROPOSTA

Criar uma nova componente do incentivo IMDT, aplicável ao ORT, no quadro do seu desempenho na atribuição de capacidade com restrições na ligação de produção ou de armazenamento autónomo, desagregado em duas vertentes: (i) uma primeira associada à atribuição de capacidade da RNT na modalidade com restrições pelo ORT; e (ii) uma segunda focada nas decisões do ORT de viabilizar a capacidade atribuída pelo ORD para ligações de instalações à RND. A perspetiva desta segunda vertente é

incentivar o ORT a coordenar-se com o ORD na viabilização da atribuição de capacidade com restrições também na RND, sejam estas impostas pela RNT e/ou pela RND.

Criar no RT uma nova subsecção na Secção XV do Capítulo IV dedicada a esta nova componente do IMDT, abrangendo cada uma destas duas vertentes.

ENQUADRAMENTO

Em 2022, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabeleceu evolução do Sistema Elétrico Nacional (SEN), no âmbito do acesso às redes, possibilitando o acesso com restrições para a capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). De acordo com preâmbulo deste Decreto-Lei, o objetivo deste novo paradigma era, por um lado, eliminar a ociosidade de ativos da rede e, por outro lado, permitir a evolução para um modelo inovador de gestão ativa, dinâmica e flexível, que possibilitasse a entrada de nova produção necessária para uma maior incorporação de energias renováveis no SEN, contribuindo para os objetivos da transição energética.

O referido Decreto-Lei previu ainda os princípios e as situações segundo os quais o acesso à RESP pode ser conferido com restrições, cabendo à ERSE definir e regulamentar os termos dessa atribuição. Assim, no âmbito da ligação à rede de instalações de produção ou de armazenamento autónomo a legislação definiu «Capacidade com restrições» como sendo «o valor máximo, não garantido, da potência aparente em determinado ponto da RESP que é possível atribuir a centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento, podendo ser reduzido por iniciativa do operador de rede, por atuação na injeção, para garantir a segurança da operação do SEN».

Neste âmbito, a ERSE em 2023, realizou uma revisão regulamentar onde publicou o Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico, implementando o modelo de acesso às redes com restrições. Para esse efeito, o RARI consagrou os princípios em que os operadores das redes, quer de transporte, quer de distribuição, podem promover a celebração de acordos de acesso à rede com restrições, designadamente quando, no âmbito de análise técnica realizada a uma nova requisição de ligação à rede, identifiquem a necessidade de reforço/investimento para viabilizar essa ligação na modalidade de acesso firme.

Mais recentemente, a Diretiva n.º 3/2025, de 6 de fevereiro, aprovou as Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, que estabelecem

um modelo padrão de relacionamento entre as referidas instalações e os operadores das redes, nomeadamente no que se refere às suas responsabilidades, direitos e obrigações.

O atual contexto de aumento de pedidos de ligação à rede, por parte de promotores de instalações de produção a partir de fontes de energia renovável e de instalações para carregamento de veículos elétricos, tem sido pautado pela necessidade de garantir um acesso rápido e eficiente à rede. Contudo, a atualidade também está marcada pela existência de zonas em que a capacidade das redes é limitada ou mesmo inexistente, tornando o acesso com restrições relevante e a forma mais célere de atribuir capacidade de injeção ou de carregamento.

Efetivamente, é fundamental incentivar os operadores a oferecer/disponibilizar, aos requerentes de ligação à rede, capacidade no modelo de acesso com restrições. É neste enquadramento que a reformulação do incentivo IMDT é proposta, adicionando uma nova componente associada à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, dirigida a instalações de produção renovável e instalações de armazenamento autónomo. O objetivo é incentivar os operadores a dar resposta à necessidade de disponibilizar mais capacidade, resultantes da gestão ativa e dinâmica das redes, nomeadamente quanto à disponibilidade dos equipamentos da rede, devendo para tal investir em soluções tecnológicas baseadas nos benefícios decorrentes da digitalização, com recurso a equipamentos e metodologias que lhe permitam conhecer o estado das redes em cada momento, incluindo a capacidade das mesmas, como por exemplo o recurso a *“Dynamic Line Rating”* ou *“digital twins”*.

Importa assinalar que existe e existirá sempre um certo grau de ociosidade nas redes, com capacidade de rede não utilizada, quer na RNT quer na RND. Por exemplo, na RNT há atualmente capacidade de rede não utilizada, e que o ORT não pode atribuir como firme, devido a compromissos já assumidos. Este problema pode ser agravado pelo eventual atraso na concretização de investimentos de reforço das redes já aprovados, os quais permitirão criar e atribuir mais capacidade, quer firme, quer com restrições, atraso que é transversal a todas as redes do setor elétrico. Deste modo, é relevante verificar se é possível otimizar a utilização da capacidade existente, incentivando o ORT a atribuir a atual capacidade não utilizada na modalidade do acesso com restrições.

Em concreto, existe a possibilidade real de otimizar a utilização do ativo RESP se alguma da capacidade atualmente ligada, e que apresenta curvas de duração de cargas com uma utilização reduzida ao longo do ano, poder ser atribuída com restrições. Inclui-se, neste âmbito, as centrais de ciclo combinado a gás natural, as quais apenas utilizam a capacidade atribuída durante não mais de 3000 horas/ano, o que significa que, nas restantes horas, essa capacidade poderia ser atribuída, na modalidade de acesso com

restrições, não colocando desse modo em risco a utilização dessas mesmas centrais, sempre que necessitassem dessa capacidade.

Por outro lado, o desempenho técnico da RNT e RND pode ainda ser melhorado, se existir uma maior cooperação e coordenação entre os respetivos operadores de rede. Na RND existe atualmente capacidade disponível, da ordem dos 6 GW, que não pode ser atribuída pelo ORD como firme, devido a limitações impostas a montante pelo ORT. No entanto, parte desta capacidade pode ser atribuída na modalidade de acesso com restrições.

É, por isso, fundamental incentivar uma maior cooperação entre ORT e ORD, para que realizem estudos conjuntos sobre a real capacidade das redes, que lhes permitam identificar eventuais limitações das redes, que resultem numa limitação da capacidade que pode ser atribuída com restrições a instalações de produção ou de armazenamento autónomo.

É nesse sentido que se procurou criar um incentivo que procure incentivar a estreita cooperação de ambos os operadores, designadamente premiando ambos os operadores de rede, sempre que em resultado dessa cooperação seja possível atribuir nova capacidade com restrições.

Neste quadro, antecipa-se como razoável avançar, desde já, com o valor de 1500 para o número de horas anuais que deverá ser utilizado pelos operadores de rede para identificarem o potencial de capacidade de acesso com restrições, para a ligação de produção ou de armazenamento autónomo, em cada uma das suas infraestruturas.

Limiares desta ordem de grandeza são utilizados em alguns casos conhecidos, nomeadamente em Espanha e nos Países Baixos. Correspondendo a 17% das horas do ano ou a um pouco mais de 4 horas por dia, este parece ser um limiar equilibrado. Ao atribuir esta capacidade com este nível de restrições, o operador de rede dispõe *a priori* de uma amplitude razoável de intervenção, a que poderá recorrer sempre que verificar ter necessidade de aplicar restrições de acesso para assegurar a operação normal das suas redes.

Por sua vez, na perspetiva dos promotores, e verificando-se não ser possível a atribuição atempada do valor de capacidade de acesso à rede firme pretendida, também parece razoável a aceitação de restrições de acesso desta ordem de grandeza em termos de horas anuais, com a vantagem de ser um potencial referencial temporal para o qual, o promotor terá de estar preparado.

Apesar de depender muito das situações concretas envolvidas, a título de exemplo, a aceitação de um acesso com este nível de restrições aplicável à ligação de instalações de produção solar fotovoltaica poderia

ser combinada com a instalação de baterias colocalizadas, com uma capacidade de armazenamento de até 4 horas de produção.

Por sua vez, ao nível das instalações de armazenamento autónomo que não possam beneficiar da atribuição firme da capacidade desejada, também parece ser comportável um valor desta ordem de grandeza de potenciais horas de restrição. Mais ainda, o recurso a armazenamento autónomo disponível nas imediações, poderá ser a solução para os operadores da rede resolverem uma potencial situação de restrição que venha a antecipar numa determinada localização

PROPOSTA

Para o período regulatório 2026-2029, propõe-se reformular o incentivo IMDT, adicionando uma nova componente associada à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, dirigida a instalações de produção renovável e instalações de armazenamento autónomo, baseada em duas vertentes:

- Uma primeira vertente do incentivo, associada à atribuição de capacidade da RNT, em que se propõe atribuir ao ORT um prémio (€/MVA), proporcional ao volume de capacidade atribuída na modalidade de acesso com restrições a instalações de produção renovável ou a instalações de armazenamento autónomo a ligar diretamente na RNT (Figura 3-8). Para efeitos do incentivo, apenas é elegível a atribuição de capacidade a novos promotores ou o reforço da capacidade atual, ou seja, exclui-se a atribuição de capacidade a promotores que já detenham essa capacidade como firme. O número máximo de horas anuais a que se aplicarão as restrições à capacidade atribuída deverá estar limitado a 1500 horas.
- Uma segunda vertente do incentivo, focada na cooperação entre ORT e ORD, em que se propõe atribuir ao ORT um prémio (€/MVA), proporcional ao volume de capacidade que venha a ser atribuída na modalidade de acesso com restrições a instalações de produção renovável ou a instalações de armazenamento autónomo a ligar diretamente na RND (Figura 3-9), mas com a condição do ORT viabilizar esta capacidade com um grau de restrições limitado a um máximo de 1500 horas anuais. Este incentivo também se aplica ao ORD com o mesmo prémio e condições.

A modulação do respetivo indicador de desempenho a usar para efeitos desta nova componente do IMDT será definida em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029. De igual modo, os parâmetros do incentivo também serão definidos aquando da preparação do período regulatório 2026-2029.

Figura 3-8 - Incentivo à atribuição de capacidade com restrições para ligação à RNT

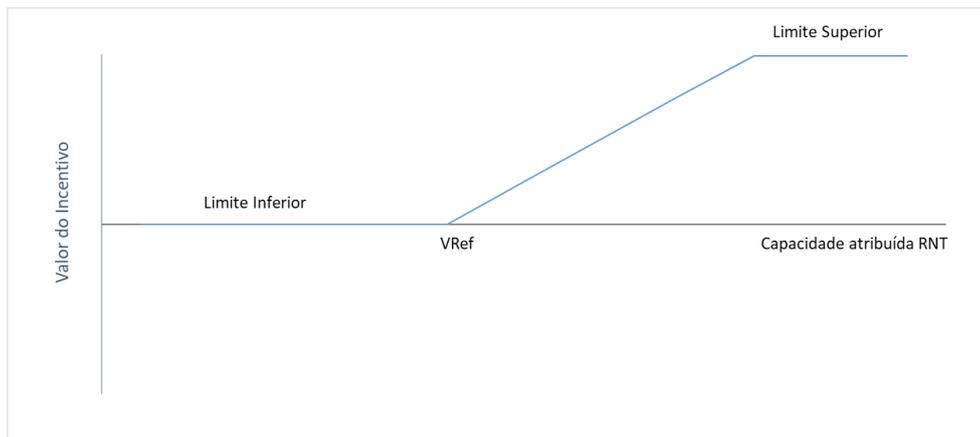
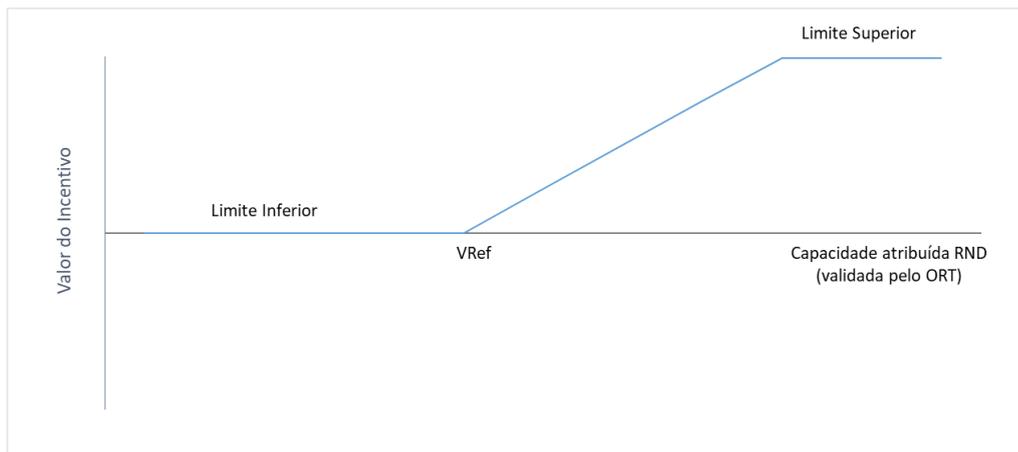


Figura 3-9 - Incentivo à coordenação ORT/ORD para atribuição de capacidade RND



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

22. Introdução de uma nova Subsecção IV na Secção XV do Capítulo IV relativa à componente 4 do IMDT, associado à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições para ligação de nova produção renovável ou de instalações de armazenamento autónomo.
23. Introdução de novos artigos nessa subsecção, enquadrando o incentivo em cada uma das vertentes propostas para esta nova componente 4 do IMDT, e descrevendo a metodologia de cálculo das mesmas.

3.5.5 COMPONENTE 5 DO IMDT– INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE ALIMENTAÇÃO DE CONSUMO PELA REDE, NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

RESUMO DA PROPOSTA

Criar uma nova componente do incentivo IMDT, aplicável ao ORT, no quadro do seu desempenho na atribuição de capacidade com restrições na ligação de novas instalações de consumo na RNT que estejam disponíveis para as aceitar, em linha com o racional seguido para a componente 4 do mesmo incentivo. Assim, esta componente 5 também será desagregada em duas vertentes: (i) uma primeira associada à atribuição de capacidade da RNT na modalidade com restrições pelo ORT; e (ii) uma segunda focada nas decisões do ORT de viabilizar a capacidade atribuída pelo ORD para ligações de instalações à RND, na perspetiva de incentivar o ORT a se coordenar com o ORD na viabilização da atribuição de capacidade com restrições, sejam estas impostas pela RNT e/ou pela RND.

Criar no RT uma nova subsecção na Secção XV do Capítulo IV dedicada a esta componente 5 do IMDT, abrangendo cada uma destas duas vertentes.

ENQUADRAMENTO

Como referido anteriormente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no âmbito do acesso às redes, possibilitou o acesso com restrições para a capacidade de injeção na RESP, não tendo disposto em sentido contrário relativamente à sua aplicação na perspetiva das instalações de consumo.

Face à dificuldade recente que também se tem vivido na disponibilização de nova capacidade para ligação de consumo, antecipa-se que poderá haver interesse por parte dos utilizadores da RESP nesta modalidade de atribuição de acesso com restrições na ligação de novo consumo não doméstico. Havendo razões que justifiquem dificuldades na atribuição de capacidade de ligação de novo consumo numa determinada localização, poderão existir determinados tipos de consumidores que se disponibilizem para lhes ser atribuídas, a capacidade de ligação de novo consumo que pretendem no quadro de um acesso com restrições. Exemplos característicos que se antecipa que possam beneficiar desta possibilidade serão futuros postos de carregamento de veículos elétricos ou em situações em que existem dificuldades na atribuição de capacidade firme para o carregamento de instalações de armazenamento autónomo.

Por essa razão considera-se oportuno que, durante o próximo período regulatório de 2026 a 2029, se alargue a perspetiva do racional desenvolvido na componente 4 do IMDT também às instalações de consumo não doméstico que o desejem, através da introdução de uma componente 5 do IMDT dedicada a esse efeito.

Essa componente 5 do IMDT contará com as duas vertentes equivalentes àquelas que foram descritas para a componente 4. De igual modo, parece razoável manter o valor das 1500 horas anuais como o máximo a ser considerado pelos operadores de rede nessa aplicação de restrições na capacidade a atribuir para a ligação de consumo não doméstico, em cada uma das suas infraestruturas.

PROPOSTA

Para o período regulatório 2026-2029, propõe-se reformular o incentivo IMDT, adicionando uma nova componente 5 associada à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, dirigida a instalações de consumo não doméstico, baseada em duas vertentes:

- Uma primeira vertente do incentivo, associada à atribuição de capacidade da RNT, em que se propõe atribuir ao ORT um prémio (€/MW), proporcional ao volume de capacidade atribuída na modalidade de acesso com restrições a instalações de consumo (não doméstico) a ligar diretamente na RNT. Para efeitos do incentivo, apenas é elegível a atribuição de capacidade a novos promotores ou o reforço da capacidade atual, ou seja, exclui-se a atribuição de capacidade a promotores que já detenham essa capacidade como firme. O número máximo de horas anuais a que se aplicarão as restrições à capacidade atribuída deverá estar limitado a 1500 horas.
- Uma segunda vertente do incentivo, focada na cooperação entre ORT e ORD, em que se propõe atribuir ao ORT um prémio (€/MW), proporcional ao volume de capacidade que venha a ser atribuída na modalidade de acesso com restrições a instalações de consumo (não doméstico) a ligar diretamente na RND, mas com a condição do ORT viabilizar esta capacidade com um grau de restrições limitado a um máximo de 1500 horas anuais. Este incentivo também se aplica ao ORD com o mesmo prémio e condições.

A modulação e os parâmetros do incentivo do respetivo indicador de desempenho a usar para efeitos desta nova componente 5 do IMDT serão definidos em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029.

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

21 -Introdução de uma nova Subsecção V na Secção XV do Capítulo IV relativa à componente 5 do IMDT, associada à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições para ligação de novo consumo não doméstico.

22 -Introdução de novos artigos nessa subsecção, enquadrando cada uma das duas vertentes propostas para esta nova componente do incentivo, descrevendo a metodologia de cálculo das mesmas.

3.6 NOVO INCENTIVO DE MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA GGS

RESUMO DA PROPOSTA

Criar um novo incentivo IMDG, para a atividade de gestão global do sistema (GGS), com três componentes autónomas:

- 1) Aumento das ofertas de energia de balanço por unidades físicas não obrigadas;
- 2) Melhoria das previsões de energia renovável (solar e eólica), para o dia seguinte;
- 3) Utilização da *Dynamic Line Rating* (DLR) por parte da GGS.

Cada componente do novo incentivo é calculada segundo um indicador proposto, tendo em vista promover ganhos de eficiência na gestão do sistema. Os incentivos serão aplicados *ex-post*, no contexto do mecanismo de ajustamento dos proveitos da atividade.

ENQUADRAMENTO

Com a transição energética, a gestão do sistema está sujeita a um esforço de adaptação significativo, tendo de gerir mais recursos, mais dispersos e de menor dimensão (produção descentralizada, clientes ativos, agregação, instalações de armazenamento), mais *stakeholders* (agentes participantes nos mercados de serviços de sistema), maior variabilidade (energia renovável, eletrificação de consumos residenciais) e maior complexidade (serviços de flexibilidade, acesso com restrições, plataformas de mercado, mudança de agregador).

Por outro lado, os custos da gestão global do sistema têm vindo a subir significativamente, importando desenhar incentivos que orientem a busca da eficiência nas decisões e processos da gestão do sistema. Em 2024, os encargos de regulação (banda de regulação secundária, banda específica de mFRR e resolução de restrições) foram cerca de 8 €/MWh, o que compara com 7,7 €/MWh do preço médio da tarifa de URT em AT.

A proposta de incentivo leva em consideração o modelo vigente em Espanha, no qual o regulador aprovou ([Circular 1/2023](#)) um conjunto de incentivos para a gestão do sistema³⁹. Em particular, sublinham-se duas das componentes por terem especial relevância no contexto português: a promoção das ofertas de energia de balanço por instalações não obrigadas à participação nos serviços de sistema (componente 1) e a melhoria das previsões de produção a partir de energia solar e eólica (componente 2).

Já no que respeita à componente 3 da proposta de incentivo, a utilização de DLR por parte da GGS permite um maior aproveitamento da capacidade efetivamente disponibilizada pelas linhas da RNT já em operação, em determinadas condições de exploração, estando em linha com o preconizado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

As três componentes autónomas da proposta de incentivo são detalhadas nos pontos seguintes.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe as seguintes alterações ao RT, que abrangem as três componentes autónomas do novo incentivo de melhoria do desempenho técnico da GGS:

24. Introdução de uma nova secção VIII-A, relativa ao incentivo à melhoria do desempenho da GGS, incluindo os artigos que detalham as três componentes do incentivo (IMDG).
25. Alteração do artigo 180.º, sobre os requisitos de informação aplicáveis à entidade concessionária da RNT, para incluir a prestação de informação para cálculo do incentivo anualmente.
26. Alteração do artigo 111.º, para incluir o incentivo no ajustamento dos proveitos da atividade da gestão global do sistema

³⁹ Vd. Memoria de la Circular 1/2023 [disponível em: https://cnmc.es/sites/default/files/4553260_0.pdf]

3.6.1 COMPONENTE 1 DO IMDG— INCENTIVO À MAXIMIZAÇÃO DE OFERTAS EM SERVIÇOS DE SISTEMA

ENQUADRAMENTO

Com a redução progressiva da participação das centrais convencionais no programa de mercado, substituídas por centrais de origem renovável, é essencial envolver essas tecnologias nos mercados de serviços de sistema. O aumento das ofertas participantes promove a segurança da operação, oferecendo essa flexibilidade ao gestor de sistema, e contribui para a eficiência dos encargos de regulação. A transição energética do parque eletroprodutor tem de ser feita de forma sustentável em termos de operação do SEN. Esta sustentabilidade (segurança e eficiência) é reforçada pela participação ativa dos novos agentes de mercado nos serviços de sistema.

A participação no mercado de serviços de sistema está aberta às instalações de produção, de armazenamento ou de consumo. Está ainda em desenvolvimento a possibilidade de participação em agregação de pequenas unidades com potência instalada inferior a 1 MW. O processo de habilitação depende do cumprimento de requisitos definidos. No entanto, a GGS tem um papel importante a desempenhar, proactivamente, seja na proposta e definição de critérios de habilitação adequados aos novos agentes, incluindo a agregação, seja na facilitação do acesso dos entrantes à informação e às plataformas do SEN. A abertura dos mercados de serviços de sistema a novos participantes implica ainda um incremento na capacidade de resposta às solicitações dos interessados e aos contactos dos agentes e candidatos. Assim, considera-se que a gestão do sistema pode contribuir decisivamente para atrair novos participantes e novas ofertas para estes mercados.

O incentivo promove a concorrência nos mercados de serviços de sistema, com a entrada de novos agentes e tecnologias, bem como uma maior observabilidade e controlabilidade (despachabilidade) dos recursos ligados à rede. O envolvimento dos ativos de menor dimensão precisa de agentes agregadores com atividade estabelecida, que façam a gestão desses ativos e coloquem a respetiva flexibilidade no mercado.

O mesmo pressuposto foi assumido pelo regulador espanhol na sua proposta de incentivos para a gestão do sistema. Foi ainda considerado que o ritmo de crescimento destas ofertas tem uma incerteza elevada, pois depende do interesse dos agentes de mercado e, inclusivamente, de medidas legislativas ou regulatórias (condições de licenciamento, aprovação de regulamentação de ligação à rede, etc.).

Reconhecendo também que o ritmo da adesão de novos participantes é muito incerto, a ERSE propõe que o mecanismo de incentivo à maximização de ofertas em serviços de sistema se traduza apenas numa componente positiva, ou nula.

Importa referir neste contexto a alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) que está em curso, através da Consulta Pública n.º 127, da ERSE. Nesta revisão, a ERSE propôs que os encargos com a banda de regulação secundária fossem distribuídos, não só pelo consumo, mas também pela produção em mercado e não-habilitada para participar nos serviços de sistema. Esta medida significa uma corresponsabilização pelos custos da gestão do sistema e um incentivo à participação nos mercados de serviços de sistema, nomeadamente à sua habilitação.

O incentivo proposto para o GGS não está associado à habilitação, mas sim às ofertas realizadas. Ainda assim, para evitar a duplicação de incentivos sobre a produção sujeita à regra prevista no MPGGS, considera-se que as ofertas feitas pelos produtores elegíveis devem ser desvalorizadas para efeitos do incentivo ao GGS. Do mesmo, propõe-se que as ofertas das unidades físicas de consumo habilitado, tipicamente associadas ao acesso à banda específica de mFRR, devem ser desvalorizadas no incentivo do GGS por já existir um quadro de incentivos aos agentes.

No incentivo proposto para o GGS incluem-se também as ofertas em serviços de sistema (no mercado de mFRR) das áreas de ofertas com unidades físicas de armazenamento (excluindo bombagem) ou de consumo, ou ainda unidades físicas agregadas (correspondendo a agregação de instalações com potência instalada inferior a 1 MW). As ofertas de instalações com obrigação geral de participação, nomeadamente geradores do tipo C ou tipo D, na classificação da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, e do Despacho da DGEG n.º 7/2018, de 24 de janeiro, não são elegíveis para o incentivo. Caso as áreas de ofertas incluam unidades físicas não elegíveis, as respetivas ofertas não são consideradas no incentivo.

PROPOSTA

Propõe-se uma componente 1 do incentivo à melhoria do desempenho da Gestão Global do Sistema, associada à maximização das ofertas em serviços de sistema.

O incentivo baseia-se no indicador de potência média das ofertas de mFRR elegíveis - PO_{mFRR}^t . O indicador é calculado anualmente, a partir das ofertas de energia de mFRR para cada período de programação, considerando as áreas de ofertas elegíveis, somando as ofertas de energia a subir e a baixar.

$$POf_{mFRR} = \frac{\sum_{q,AO} |POf_{mFRR,subir}^{AO} \cdot \alpha^{AO}| + \sum_{q,AO} |POf_{mFRR,baixar}^{AO} \cdot \alpha^{AO}|}{\sum q}$$

Em que,

POf_{mFRR} , potência média anual das ofertas de mFRR para efeitos do incentivo

$POf_{mFRR,subir}^{AO} / baixar$, potência total das ofertas de mFRR, a subir (ou baixar), por período de programação (q) do ano de cálculo e por área de ofertas (AO)

$\alpha^{AO} = 0$, se AO inclui unidades físicas (UF) de produção do tipo C ou D

$\alpha^{AO} = 0,5$, se AO inclui UF de produção do tipo B, UF de consumo habilitado ou UF de armazenamento sujeito a obrigação de participação nos serviços de sistema

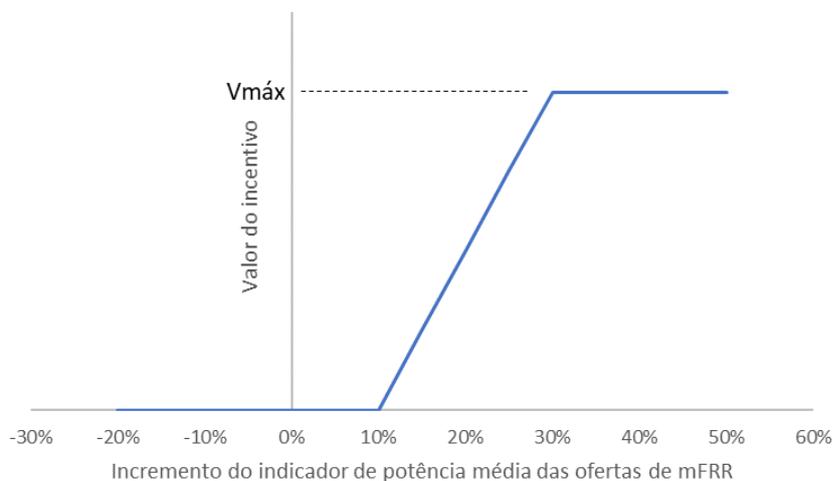
$\alpha^{AO} = 1$, caso contrário

Para um dado valor do indicador anual, o incentivo proposto varia entre 0 e um valor máximo, linearmente com o acréscimo percentual do valor do indicador face à média dos dois anos anteriores, a partir de um valor mínimo a definir.

$$IncOf_{mFRR}^t = \frac{POf_{mFRR}^t}{Média(POf_{mFRR}^{t-1}, POf_{mFRR}^{t-2})} - 1$$

Assim, a curva de valorização do incentivo, indicativa, deverá ser a seguinte:

Figura 3-10 - Incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema



Embora se tenha desenhado a proposta de incentivo direcionada para as ofertas de energia de mFRR, a ERSE convida os interessados a pronunciarem-se sobre a possibilidade de incluir ofertas de outros serviços de sistema neste incentivo.

3.6.2 COMPONENTE 2 DO IMDG – INCENTIVO À MELHORIA DAS PREVISÕES DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL

ENQUADRAMENTO

Num sistema elétrico tendencialmente renovável, a boa previsão dos recursos renováveis e da produção respetiva tem várias aplicações. O relatório da IRENA⁴⁰ apresenta diversas aplicações e ferramentas de previsão de geração renovável (Figura 3-11), referindo avanços relevantes na previsão da produção renovável em diversos países, devido à melhoria das ferramentas e dos dados utilizados nessas previsões.

⁴⁰ Advanced Forecasting of Variable Renewable Power Generation – Innovation Landscape Brief, 2020.

Figura 3-11 - Aplicações das previsões de produção renovável

Table 1 Generation forecast methods and applications

	Time Horizon	Methods	Key Applications
Power Generation Forecast	5-60 min ahead of real time	Statistical ^a , persistence ^b	Regulation, real-time dispatch, trading, market clearing
	1-6 hours ahead of real time	Blend of statistical and NWP models	Scheduling, load following, congestion management
	Day(s) ahead of real time	NWP with corrections for systematic biases ^c	Scheduling, reserve requirement, trading, congestion management
	Week(s), seasonal, 1 year or more ahead of real time	Climatological forecasts, NWP	Resource investment planning (generation, network), contingency analysis, maintenance planning, operation management

Source: Based on NREL (2016).

Note: min = minutes; NWP = numerical weather prediction.

^aUse historic and real-time generation data to provide statistical corrections to predictions of the NWP models.

^bSimple statistical methods that assume that the current generation will remain unchanged in the near future. They are used as benchmarks to evaluate other advanced forecasting models.

^cErrors inherent in the measurement process.

No caso específico da gestão do sistema, a previsão da produção renovável é utilizada em diversos momentos, tendo impactos diretos sobre as decisões de operação, nomeadamente sobre a identificação de congestionamentos, sobre o cálculo das necessidades de reserva ou até sobre as decisões de deslastre (*curtailment*).

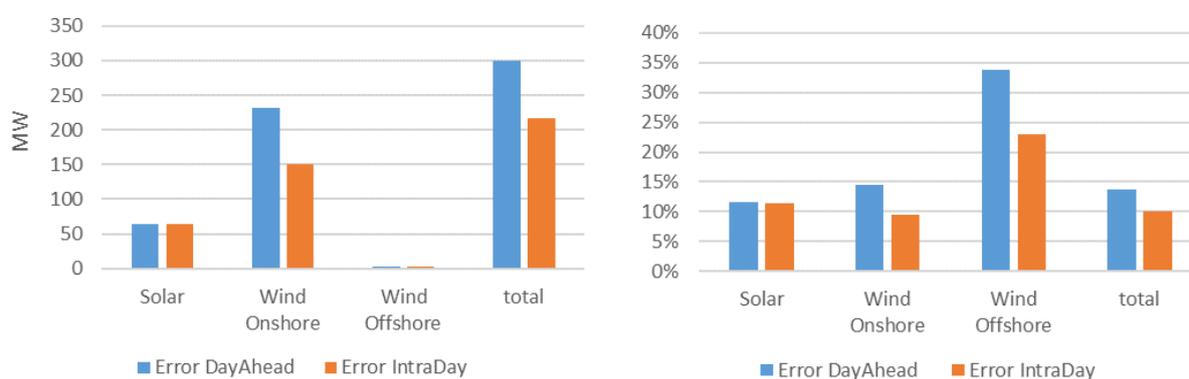
Os erros de previsão da produção renovável traduzem-se em maior incerteza na contratação de banda e definição de restrições técnicas, pois o GGS é obrigado a atuar em excesso para prevenir previsões por defeito. A boa previsão da produção renovável impacta nas necessidades de reserva a contratar, pelo que pode reduzir os custos com a contratação de banda e melhorar a segurança do sistema.

O incentivo promove o desenvolvimento de ferramentas de previsão mais robustas, antecipando o comportamento dos produtores e os trânsitos da rede. Essas ferramentas incluem a informação de entrada, seja de previsões meteorológicas, seja das indisponibilidades dos produtores, seja também a interação com ferramentas de otimização do cálculo de capacidade das linhas em operação (DLR).

A disseminação de instalações de produção abaixo de 1 MW de potência instalada (não incluídas no SCADA do GGS), incluindo o autoconsumo, prejudica a eficácia destas ferramentas de previsão. Contudo, o GGS pode desenvolver métodos de estimativa a partir de instalações monitorizadas. Também pode contribuir para o desenvolvimento de soluções e requisitos de menor custo para instalar em unidades mais pequenas.

A partir dos dados da plataforma de transparência da ENTSO-E, obtiveram-se as previsões para o dia seguinte e intradiárias, para as tecnologias Solar, Eólica *Onshore* e Eólica *Offshore*, tendo-se obtido os respetivos erros de previsão a partir dos dados retirados do mercado (Figura 3-12). Os dados consultados incluíram o período de 1/1 a 31/12/2024. Note-se que o crescimento da potência instalada em produção eólica e solar amplifica o efeito do erro de previsão.

Figura 3-12 - Erros de previsão da produção renovável em Portugal em 2024



Nota: os valores não incluem a correção de produção por instrução de despacho do gestor de sistema (*curtailment* ou ativações em serviços de sistema). Os valores de erro correspondem às previsões em base horária.

De referir que, em Espanha, vigora desde 2019 um incentivo à melhoria das previsões, quer da procura, quer da produção renovável. O incentivo aplica-se às previsões em 3 horizontes temporais: i) para o ano seguinte; ii) para o dia seguinte e iii) para 3h à frente. No caso da produção renovável apenas se aplica à previsão diária e intradiária.

PROPOSTA

Propõe-se uma componente 2 do incentivo à melhoria do desempenho da Gestão Global do Sistema, associada à melhoria das previsões da produção solar fotovoltaica e eólica.

O incentivo baseia-se no indicador anual do erro de previsão para o dia seguinte da produção a partir de energia solar fotovoltaica e eólica (*onshore* e *offshore*) - $\varepsilon_{ProdSolar e Eólica}^t$. O indicador é calculado anualmente, a partir das previsões de produção para cada período de programação do dia seguinte, considerando as tecnologias fotovoltaica e eólica. As previsões devem ser corrigidas pelas ativações em serviços de sistema e pelas eventuais instruções de despacho de limitação ou redução de produção em situações de *curtailment*.

$$\varepsilon_{ProdSolar e Eólica}^t = \frac{\sum_q |PRen_q^{Prev} - Ajust_q - PRen_q^{Real}|}{\sum_q PRen_q^{Real}}$$

Em que,

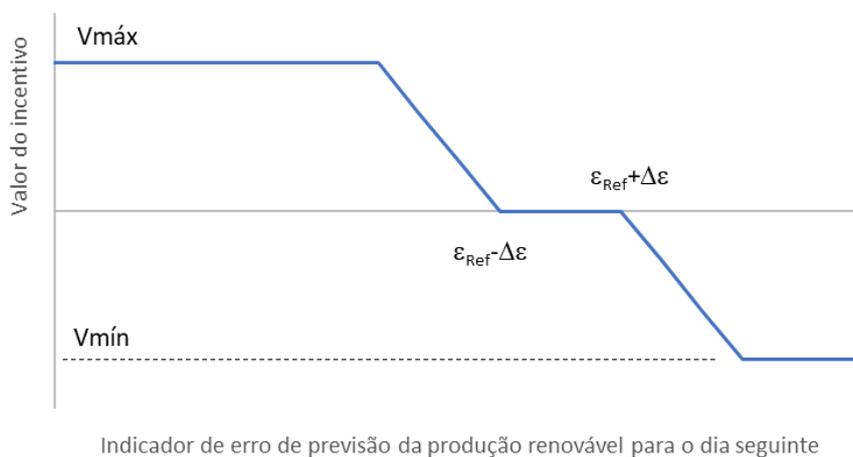
$PRen_q^{Prev}$, previsão da energia da produção renovável (solar e eólica) para cada período de programação q

$Ajust_q$, ajustamento da previsão da produção renovável por ativações dos serviços de sistema, para equilíbrio ou resolução de restrições técnicas, ou por limitações e instruções de despacho para redução da injeção na rede, por período de programação q

$PRen_q^{Real}$, energia da produção renovável (solar e eólica) verificada para cada período de programação q

Para um dado valor do indicador anual, o incentivo proposto varia entre um mínimo (penalidade) e um máximo (prémio), consoante o indicador de erro seja melhor ou pior do que o valor de referência. Propõe-se a existência de uma banda morta (tolerância de erro) do incentivo, na qual o incentivo é nulo. Assim, a curva de valorização do incentivo, indicativa, deverá ser a seguinte:

Figura 3-13 - Incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema



3.6.3 COMPONENTE 3 DO IMDG– INCENTIVO À UTILIZAÇÃO DE DLR POR PARTE DA GGS

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, consagra no seu preâmbulo como eixo fundamental a “maximização de todo o potencial de capacidade de receção da rede elétrica de serviço público [...] em condições de segurança do abastecimento e com qualidade de serviço”, referindo a necessidade de se evoluir “de um modelo de planeamento e gestão das redes para um modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível [...]”.

Ou seja, o regime jurídico do SEN parece enquadrar este tema em dois planos distintos: (i) no planeamento da RNT e da RND, onde a atribuição de capacidade com restrições pelos operadores de rede se afigura como uma solução (e, portanto, objeto de incentivo ao nível das atividades de transporte e de distribuição de eletricidade); e (ii) na gestão e operação da RESP próximo do tempo real, onde a capacidade disponibilizada pela RESP pode, em determinadas condições de exploração, ser superior à capacidade calculada ex-ante, usando regimes típicos de exploração.

Neste último plano, a solução do *Dynamic Line Rating* (DLR) permite um maior aproveitamento da capacidade efetivamente disponibilizada pelas linhas da RNT, pelo que a sua implementação por parte da GGS permite adiar e/ou reduzir investimentos em incremento de capacidade nos troços de linha mais congestionados. Com o objetivo de começar a ver resultados da sua aplicação durante o próximo período regulatório de 2026 a 2029 e antecipar a sua utilização mais generalizada no futuro, perspetiva-se introduzir uma terceira componente no novo incentivo de melhoria do desempenho técnico da GGS para o efeito que irá requer a identificação de linhas críticas com maior potencial de benefício da aplicação do DLR.

PROPOSTA

Propõe-se uma componente 3 do incentivo à melhoria do desempenho da Gestão Global do Sistema, associada à utilização de DLR por parte desta.

Para o efeito propõe-se recorrer para contabilizar o desempenho da GGS nesta componente do IMDG à aplicação aos indicadores C3 (rácio entre o comprimento de linhas com DLR e o comprimento total das linhas da RNT) e C4 (rácio entre o somatório dos valores da capacidade DLR e o somatório dos valores

médios da capacidade estática das linhas em causa), já estabelecidos no Manual de Procedimentos do Modelo para Reporte dos Indicadores de Desempenho das Redes Inteligentes de Energia Elétrica.

A modulação e os parâmetros do incentivo e dos respetivos indicadores de desempenho a usar para efeitos desta componente 3 do IMDG serão definidos em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029.

O incentivo baseia-se num indicador, anual, composto por 2 parcelas, o rácio entre o comprimento de linhas com DLR e o comprimento total das linhas da RNT, e o rácio entre o somatório dos valores da capacidade DLR e o somatório dos valores médios da capacidade estática das linhas em causa, tal como estabelecidos no Manual de Procedimentos do Modelo para Reporte dos Indicadores de Desempenho das Redes Inteligentes de Energia Elétrica.

$$\varepsilon_{DLR}^{t-2} = \alpha_1 \times \frac{km\ linhas\ DLR}{km\ total\ linhas} + \alpha_2 \times \frac{Cap\ linhas\ DLR}{Cap\ total\ linhas}$$

em que:

- ε_{DLR}^{t-2} Valor do indicador associado à melhoria do desempenho da GGS com recurso ao uso de DLR no ano t-2, em percentagem
- α_i Ponderador de cada uma das componentes do incentivo relativo ao desempenho da GGS com recurso ao uso de DLR

3.7 INTRODUÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA

Agregar num único novo incentivo, que será designado como Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RND (IMDD), os atuais incentivos individuais em vigor aplicáveis ao operador da RND, designadamente (i) o incentivo à redução de perdas elétricas nas redes de distribuição, (ii) o incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (iii) o incentivo à inovação e novos serviços (redes inteligentes).

Adicionalmente, adicionar duas novas componentes ao IMDD, relativas à disponibilização de capacidade de injeção na RND e à disponibilização de capacidade para alimentação de consumos a partir da RND, ambos na modalidade de acesso com restrições.

ENQUADRAMENTO

No período de regulação que agora termina, os proveitos do operador da RND têm sido impactados por vários incentivos individuais que procuram refletir o desempenho técnico das redes de distribuição. À semelhança do Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RNT (IMDT), é possível simplificar o modo como se reflete nos proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica, atualmente prevista no artigo 120.º da Secção IV do Regulamento Tarifário, o resultado da avaliação do desempenho técnico das redes de distribuição, avaliado por cada um desses incentivos individuais.

Adicionalmente, existe uma necessidade de rever esta avaliação do desempenho técnico da RND, introduzindo um incentivo que incida sobre a atribuição de capacidade de rede, quer de injeção quer de alimentação a consumos, na modalidade de acesso com restrições prevista em sede do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, tal como apresentado no enquadramento do ponto 3.5.

PROPOSTA

Para o período regulatório 2026-2029, propõe-se então criar o Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico das redes de distribuição (IMDD), que agregará todos os atuais incentivos, que se aplicam ao operador da RND. Essas duas novas componentes de incentivo ao operador da RND serão associadas à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, por um lado, para injeção na RND a partir a instalações de produção renovável e instalações de armazenamento autónomo, e, por outro, para alimentação de consumos não domésticos pelas redes de distribuição, descritos respetivamente nos pontos 3.7.4 e 3.7.5.

Cada uma das componentes do novo incentivo IMDD tem um funcionamento individual, com parâmetros próprios, incluindo os valores máximos de prémio e penalidade. Por sua vez, o incentivo global IMDD e respetivo resultado em termos de prémio ou penalidade a aplicar em sede de proveitos do operador da RND, será o resultado agregado de cada uma das cinco componentes de incentivo atrás referidos.

A modulação do respetivo indicador de desempenho a usar para efeitos de cada uma das componentes deste incentivo será definida em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029.

A proposta de alteração do RT a este respeito, inclui ainda a clarificação dos critérios de alocação dos incentivos aos proveitos por atividade e por nível de tensão, traduzindo a lógica já aplicada até aqui pela ERSE.

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

27. Introdução de uma nova Secção X para definir o incentivo à melhoria do desempenho da rede de distribuição (IMDD).
28. Introdução do artigo 142.º-C para referir o incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição, em vez dos vários incentivos parcelares individualmente.
29. Alteração dos artigos 120.º e 121.º, para incluir o incentivo agregado de IMDD no ajustamento dos proveitos da distribuição de energia elétrica em AT e MT e em BT, respetivamente.

3.7.1 COMPONENTE 1 DO IMDD RELATIVA AO INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS

RESUMO DA PROPOSTA

Manter a estrutura básica do atual incentivo à redução de perdas na rede de distribuição, simplificando as atuais componentes associadas à recuperação de montantes associados à apropriação indevida de energia e eliminando a componente 3 do atual incentivo.

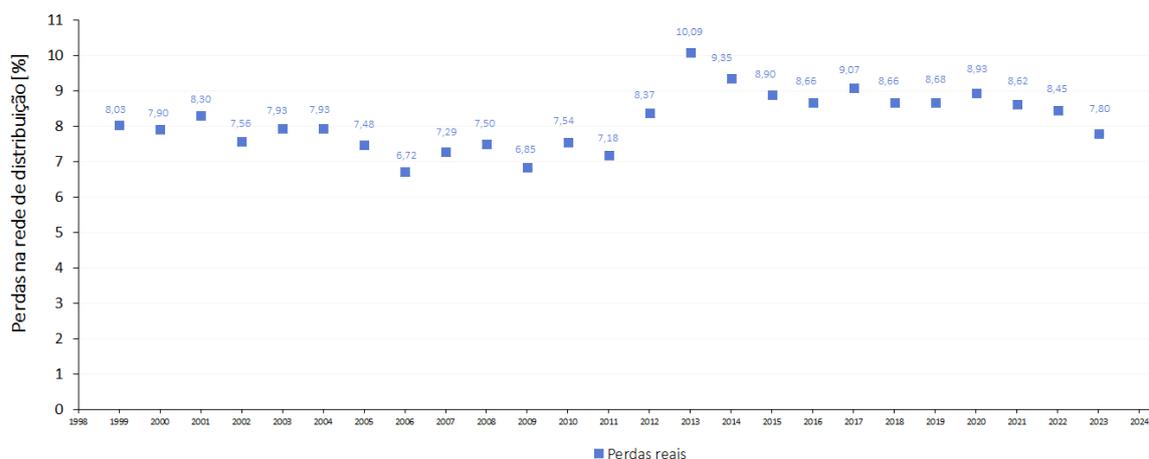
Definir um mecanismo de ajustamento das perdas de referência para cada ano do período de regulação, em resultado de eventuais alterações da estrutura de consumos nas redes de distribuição, consequência da transição energética.

ENQUADRAMENTO

As perdas nas redes elétricas são transmitidas para o cliente final através da componente de energia da comercialização, representando um custo não negligenciável. As perdas são influenciadas pelas condições e opções de operação da rede, bem como pelas decisões de investimento do operador.

Embora o nível de perdas nas redes de distribuição tenha vindo a reduzir-se desde 2013 (Figura 3-14), nesse período o incentivo traduziu-se em perdas financeiras para o ORD, por não atingir as metas de perdas definidas no mecanismo de incentivo. O nível de perdas corresponde a um indicador de eficiência da rede, que deve ser promovido. Nesse sentido, a ERSE considera importante manter o incentivo como estímulo e pressão para as decisões de investimento e de operação do ORD, no sentido de reduzir o nível de perdas. A existência do incentivo oferece uma ferramenta regulatória para exigir os ganhos de desempenho resultantes do plano de investimentos do ORD, transferindo esses ganhos para os consumidores.

Figura 3-14 - Evolução das perdas na rede de distribuição



Nota: perdas em percentagem da energia entrada na rede.

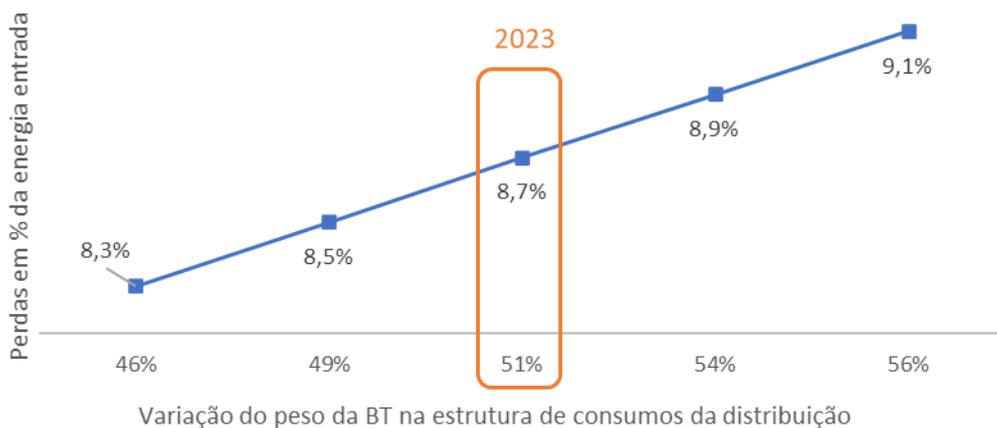
O contexto da transição energética tem um forte impacto sobre a rede, nomeadamente alterando a localização e o momento dos fluxos de energia na rede. A produção descentralizada, de fonte renovável, altera os trânsitos históricos na rede e torna-os mais variáveis ao longo do tempo. O autoconsumo modifica o perfil de consumo visível da rede, bem como a própria estrutura de consumos por nível de tensão, devido ao rápido crescimento desta realidade nos clientes em média tensão⁴¹. A eletrificação dos consumos de

⁴¹ No final de 2024, cerca de um quarto dos clientes de MT era autoconsumidor, contrastando com 4% dos clientes de BT.

energia, incluindo a mobilidade ou a climatização, por exemplo, pode alterar a estrutura de consumos da rede de distribuição, potencialmente aumentando o peso dos consumos em BT na rede de distribuição.

Sendo as perdas na rede de distribuição proporcionais ao quadrado da corrente, são naturalmente superiores no nível de baixa tensão. A alteração da estrutura de consumos em favor do consumo em BT, pode implicar um aumento do nível médio de perdas na rede de distribuição (vd. Figura 3-15), sem que isso corresponda a uma degradação da rede em serviço. Por essa razão, a ERSE propõe introduzir no mecanismo de incentivo um ajustamento das perdas de referência em função do peso do consumo em BT.

Figura 3-15 - Estimativa da taxa de perdas médias na rede de distribuição em função da variação do peso dos consumos em BT na rede de distribuição



O combate à apropriação indevida de energia (AIE) tem representado um esforço crescente do operador da RND, implicando investimento material e humano nos sistemas e equipas de deteção, mas também no processo de contencioso associado. Em 2024, o operador da RND relatou a execução de cerca de 34 mil ordens de serviço relacionadas com a deteção de AIE. A ERSE reconhece que este processo é muito importante para a correta distribuição dos custos do fornecimento de eletricidade e para a justiça do sistema elétrico. Reconhece também que o sucesso do processo de combate à AIE canibaliza o sucesso dos esforços futuros, na medida em que reduz o resultado potencial das ações seguintes (devido à menor duração do comportamento indevido por efeito de uma deteção mais rápida). Assim, a ERSE considera que o incentivo ao combate à AIE deve ser simplificado e concentrado na atual componente 2 do mecanismo. Esta componente do incentivo é a que tem produzido efeitos com significado nos proveitos do operador no período de regulação em curso.

Finalmente, a proposta vem clarificar o critério de alocação dos valores do incentivo à redução das perdas, entre as atividades de distribuição em BT e distribuição em AT e MT. Em concreto, é proposto explicitar o critério que a ERSE tem vindo a usar e que passa pela distribuição dos montantes do incentivo na proporção da energia de perdas anual por nível de tensão: BT, por um lado, e em AT e MT, por outro. A energia de perdas anual é apurada a partir dos balanços de energia.

PROPOSTA

A ERSE propõe a manutenção da componente 1 do incentivo à redução de perdas, embora considerando que as perdas de referência que venham a ser definidas para cada ano do período regulatório, devem ser ajustadas em função da eventual alteração do peso do consumo em BT no total dos consumos na rede de distribuição, para anular o efeito que essa alteração de estrutura de consumos tem sobre a taxa de perdas média.

Propõe-se ainda a manutenção da componente 2, associada à recuperação de montantes relativos à apropriação indevida de energia, e a eliminação da componente 3, que incidia sobre o mesmo resultado. Assim, pretende-se concentrar a componente 2 do incentivo a uma atuação diligente do ORD no combate à AIE.

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

30. Alteração do artigo 144.º, de modo a eliminar a componente 3 do incentivo, e do artigo 145.º, incluindo o princípio de ajustamento das perdas de referência em função da alteração da estrutura de consumos por nível de tensão.
--

3.7.2 COMPONENTE 2 DO IMDD RELATIVA AO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

3.7.2.1 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

RESUMO DA PROPOSTA

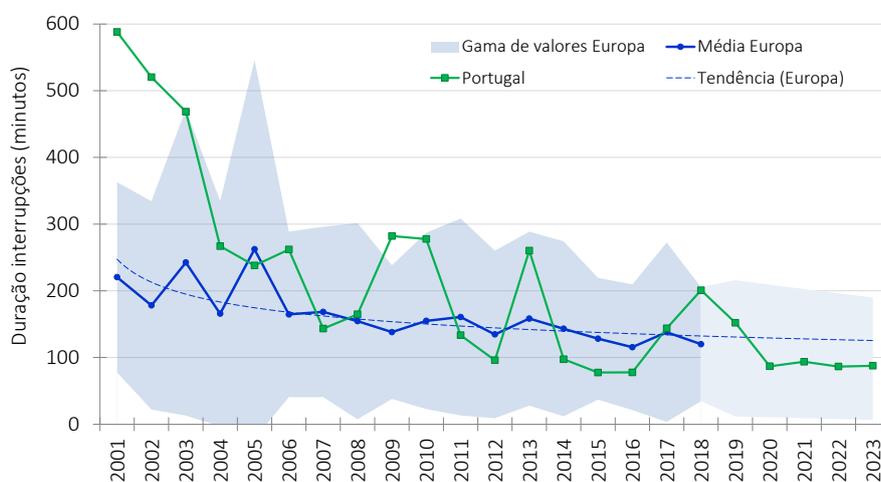
Manter o atual incentivo à melhoria da continuidade de serviço aplicado ao operador da RND.

ENQUADRAMENTO

A evolução dos principais indicadores de continuidade de serviço no setor elétrico português apresenta dois períodos característicos: até 2007 houve uma melhoria rápida dos indicadores, conseguindo-se uma convergência com a média europeia; e a partir daí, os indicadores têm melhorias mais graduais e em linha com a tendência dos restantes países da Europa, refletindo a consolidação de práticas de planeamento e de operação eficazes adotadas pelo operador da RND. Este desempenho, consistentemente positivo quando comparado com o de países europeus que possuem estruturas de rede de características semelhantes, constitui um sinal de que os atuais níveis de qualidade de serviço estão alinhados com o potencial estrutural das redes de distribuição existentes.

A Figura 3-16 apresenta a evolução da duração média das interrupções de fornecimento longas⁴² (SAIDI) sentidas pelos clientes em BT, evidenciando o posicionamento de Portugal continental face à tendência verificada na Europa⁴³. Com exceção dos anos 2017 a 2019, influenciado por eventos meteorológicos extremos de carácter excecional, observa-se uma trajetória de melhoria no desempenho da rede de distribuição, confirmando o progresso alcançado ao longo das últimas décadas.

Figura 3-16 - Evolução da duração da totalidade das interrupções em BT (SAIDI BT)



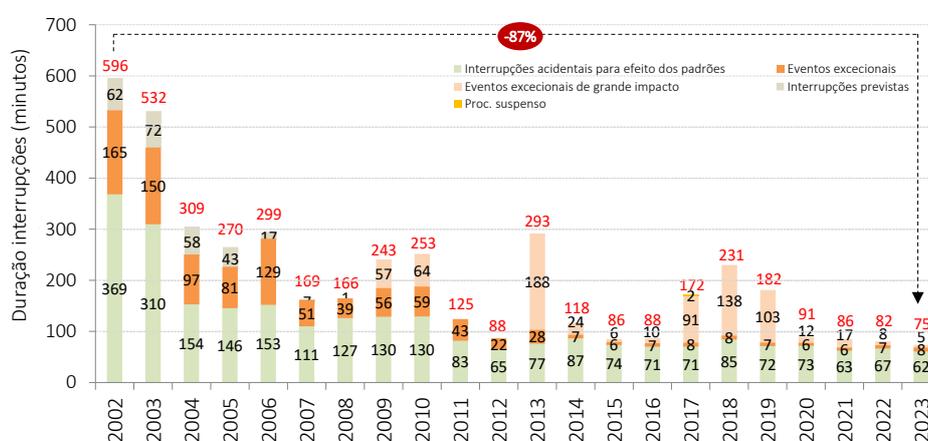
⁴² Interrupções longas – interrupções com duração superior a três minutos.

⁴³ Os dados europeus a partir de 2019 são uma projeção dos valores históricos, em torno da tendência, já que o CEER ainda não disponibilizou estes dados.

O desempenho da rede de distribuição de BT depende fortemente da rede de MT (estima-se que as interrupções em MT explicam 80% das interrupções em BT). A manutenção da qualidade de serviço técnica em BT exige, por isso, a preservação dos níveis de desempenho atualmente verificados na rede de MT.

A Figura 3-17 apresenta a duração média das interrupções longas em MT (SAIDI MT) registadas em Portugal continental, distinguindo entre interrupções previstas, acidentais e eventos excecionais (e, dentro destes, os eventos excecionais de grande impacto).

Figura 3-17 - Evolução da duração da totalidade das interrupções em MT (SAIDI MT)



Desde 2002, a continuidade de serviço nas redes de distribuição melhorou significativamente, conforme apresentado na Figura 3-16 e Figura 3-17, tendo o indicador SAIDI de MT diminuído cerca de 87%. Esta melhoria coincidiu com o início da aplicação, a partir de 2003, da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, que visa promover a melhoria da continuidade de serviço a nível global da rede de distribuição. A melhoria da continuidade de serviço resulta de um conjunto de decisões e práticas do operador de rede, incluindo investimentos de modernização da infraestrutura, automação, da manutenção adequada e da implementação de novas estratégias de operação da rede⁴⁴.

Como exemplo, entre 2008 e 2015, o operador de rede instalou um número significativo de religadores telecomandados na rede, permitindo realizar operações remotas para restabelecer o fornecimento de energia mais rapidamente e, conseqüentemente, reduzir o tempo de interrupção para os clientes.

⁴⁴ José João Cardoso et al., "Evolution of the quality of supply in the Portuguese distribution system", in Proc. 24th Int. Conf. Electricity Distribution (CIRED), Glasgow, UK, 12-15 Jun., 2017.

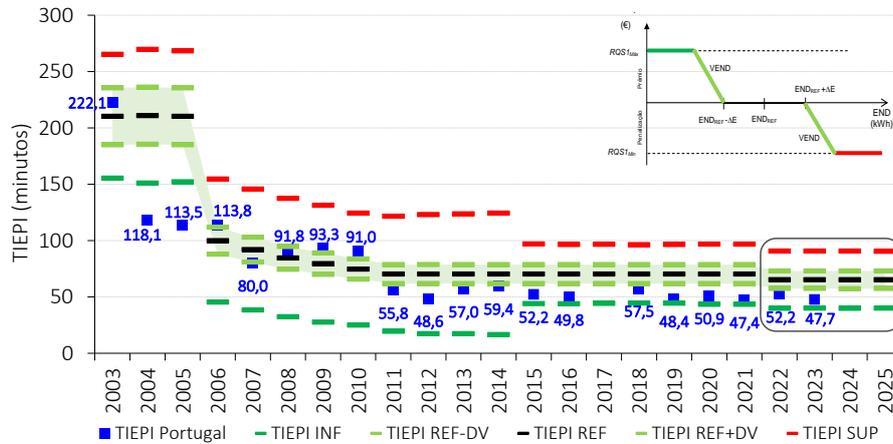
No que respeita à análise da evolução das interrupções longas acidentais, devidas a factos imputáveis ao operador da rede, a Figura 3-17 mostra um patamar muito estável durante a última década do indicador SAIDI MT. Note-se que cerca de 80% da rede de distribuição em Portugal continental é constituída por linhas aéreas, tanto em MT como em BT, pelo que atingir um nível superior de desempenho na continuidade de serviço, face ao atual, exige investimentos mais significativos. Tendo em conta os níveis de continuidade de serviço já alcançados, os custos de investimento para atingir patamares de desempenho mais elevados devem ser ponderados, de forma a garantir um equilíbrio adequado entre os custos e benefícios.

A Figura 3-17 mostra ainda que, nos últimos anos, a ocorrência de interrupções previstas tem sido residual. Este facto é explicável pela opção do operador da RND realizar trabalhos em tensão sempre que possível e, noutras situações, recorrer à utilização de geradores para evitar a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos clientes.

A análise anterior mostra que a Componente 1 tem sido eficaz no incentivo ao desempenho na continuidade de serviço global, evitando a sua degradação, pelo que a sua manutenção se revela fundamental para preservar os níveis de desempenho atualmente verificados na rede MT. Nota-se que o próximo período de regulação será marcado por um acréscimo no nível de investimento, quer devido às exigências da transição energética, quer devido ao envelhecimento dos ativos da rede atual. Neste contexto, a manutenção do incentivo deve ter dois objetivos: i) orientar as decisões de investimento para otimizar os resultados na continuidade de serviço e ii) assegurar que os investimentos aprovados produzem os resultados anunciados no momento do planeamento, transferindo esse benefício para os consumidores, através da fixação dos valores de referência do incentivo.

A Figura 3-18 apresenta a evolução do indicador TIEPI e o seu enquadramento nos limites definidos para a Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço quando transpostos para este indicador, que pode ser encarado como uma imagem da energia não distribuída (END). Salienta-se que, em 2023, o operador de rede alcançou o seu segundo melhor valor do TIEPI (47,7 minutos) dos últimos 20 anos.

Figura 3-18 - Evolução da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Apesar da tendência de melhoria da continuidade de serviço a nível nacional, refletida pelos indicadores SAIDI MT e SAIFI MT, que em 2023 registaram valores respetivamente de 74,52 minutos de interrupção por ponto de entrega (PdE) e 1,80 interrupções por PdE, ainda existem assimetrias entre os 278 concelhos de Portugal continental. A Figura 3-19 e a

Figura 3-20 mostram esta realidade, apresentando os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho. As linhas a tracejado indicam os valores dos indicadores SAIDI e SAIFI da rede MT obtidos a nível nacional.

Figura 3-19 - SAIDI versus SAIFI na rede MT por concelho (Portugal continental, 2023), considerando a totalidade das interrupções

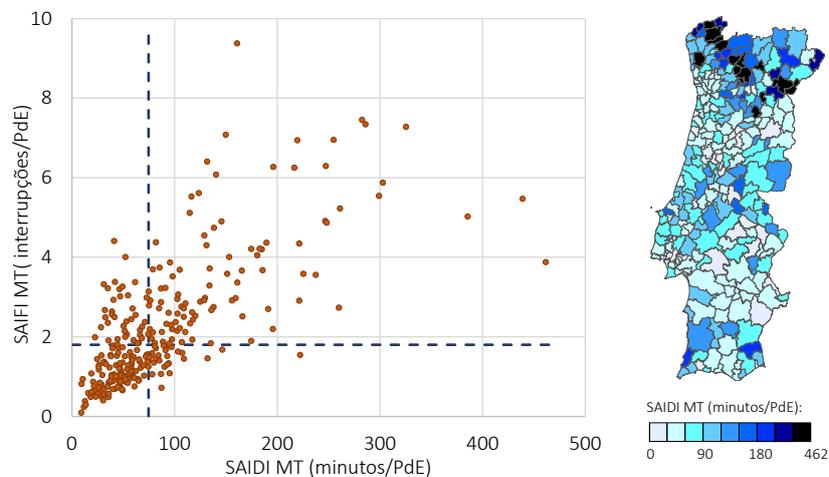
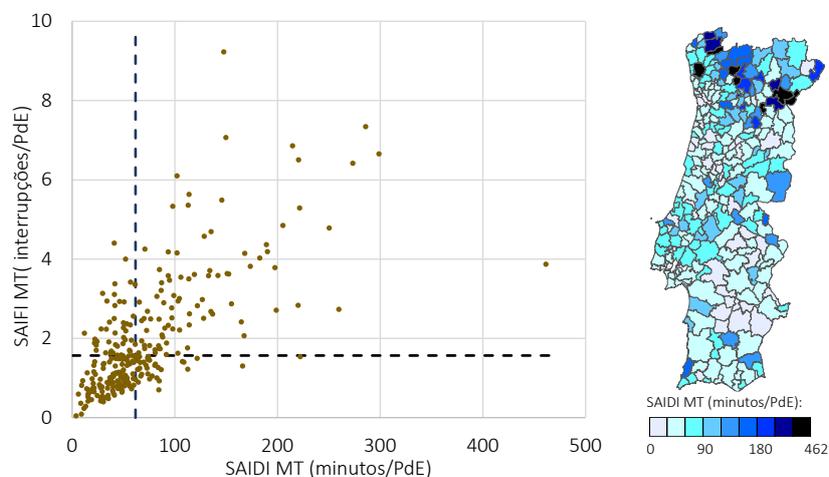


Figura 3-20 - SAIDI versus SAIFI na rede MT por concelho (Portugal continental, 2023), considerando as interrupções acidentais

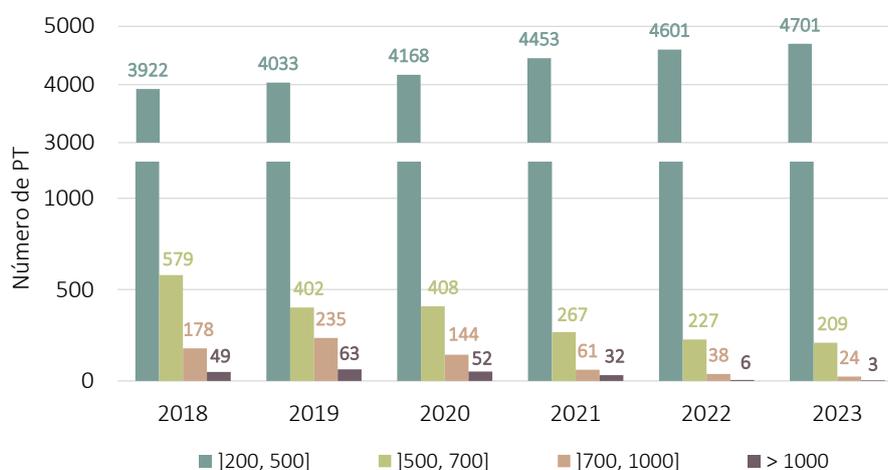


A redução das assimetrias dos clientes pior serviços tem vindo a ser reforçada pelo operador da RND após a ERSE ter introduzido, em 2015, um incentivo que visa melhorar a continuidade de serviço dos 5% postos de transformação (PT) pior servidos (Componente 2 do incentivo). A Componente 2 baseia-se na caracterização da duração das interrupções ocorridas em cada um dos PT, para a identificação dos 5% PT piores servidos, em termos de continuidade de serviço.

Em 31 de dezembro de 2023, existiam 26 984 postos de transformação de cliente (PTC), que alimentavam os respetivos proprietários (clientes em MT), e 70 607 postos de transformação de distribuição (PTD) que alimentavam, através das redes de distribuição em BT, os 6 360 187 de clientes de BT existentes em Portugal continental. É com base neste universo de PT que se identificam os 5% pior servidos, o que corresponde a aproximadamente cinco mil PT.

A Figura 3-21 apresenta a evolução da distribuição do número dos 5% PT (PTD e PTC) pior servidos por classes de duração de interrupção identificados a partir da metodologia de cálculo da Componente 2 do incentivo estabelecida no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço.

Figura 3-21 - Número de 5% postos de transformação pior servidos por classe de duração de interrupção, em minutos

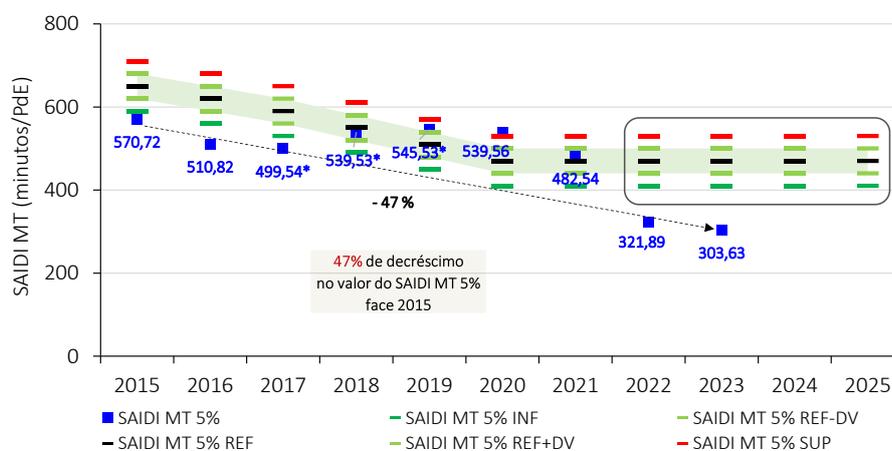


A Figura 3-21 evidencia a tendência positiva na distribuição dos PT, com uma redução progressiva do número de PT situados nas classes com maiores durações de interrupção. Este padrão reflete o esforço do operador da RND na identificação e requalificação dos segmentos da rede com pior desempenho em termos de continuidade de serviço. As intervenções realizadas têm visado a melhoria seletiva das zonas mais críticas, por via de investimentos direcionados e ações de manutenção reforçada, com impacto direto na qualidade de serviço percebida pelos clientes finais.

Para além do desafio técnico de reabilitar zonas estruturalmente deficitárias, existe também uma dimensão regulatória relevante: os pareceres da ERSE sobre os mais recentes Planos de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) reiteram a necessidade de reduzir as assimetrias existentes entre regiões. Esta orientação destaca a dupla responsabilidade do operador: por um lado, recuperar as zonas com pior qualidade de serviço, onde os níveis de continuidade de serviço historicamente se situam aquém da média nacional; e, por outro lado, mitigar o risco de degradação nas zonas atualmente melhor servidas, assegurando um equilíbrio sustentado a nível nacional.

A Figura 3-22 apresenta a evolução do indicador SAIDI MT referente aos 5% PT pior servidos, no período de 2015 a 2023, e o seu enquadramento nos limites definidos para a Componente 2 do incentivo.

Figura 3-22 - Evolução da Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



* Os valores do SAIDI MT 5% para os anos de 2017, 2018 e 2019 são provisórios, visto que o procedimento de classificação como EE do incidente associado ao incêndio de Pedrógão Grande, ocorrido em 2017, foi suspenso pela ERSE.

Desde a entrada em vigor da Componente 2 do incentivo, em 2015, observa-se uma tendência de melhoria contínua: o valor do indicador SAIDI MT relativo aos 5% PT pior servidos registou uma redução de 47% até 2023, apontando para um impacto concreto do incentivo na correção de desigualdades e na promoção de maior resiliência da rede em zonas vulneráveis.

Uma estimativa do benefício económico anual resultante da melhoria do indicador SAIDI MT, associada ao impacto combinado do incentivo à melhoria da continuidade de serviço e dos investimentos realizados no âmbito dos PDIRD-E é apresentada na Figura 3-23. A análise realizada considera exclusivamente o contributo das interrupções acidentais, refletindo o efeito direto das medidas implementadas pelo operador da RND.

O racional considerado para o cálculo do benefício económico anual resulta do produto de três fatores: (i) a redução verificada do indicador SAIDI MT, em minutos, calculada como a diferença entre a melhor previsão do SAIDI MT no ano $t-1$ (previsto nos PDIRD-E) e o valor real do SAIDI MT verificado no ano t ; (ii) o número total de pontos de entrega em MT (incluindo PTC e PTD); e (iii) o custo evitado das interrupções de fornecimento de energia elétrica, em euros por minuto.

O custo evitado é obtido multiplicando a potência média anual de clientes MT (incluindo PTC e PTD), expressa em kW, pelo valor atribuído à energia não distribuída, considerado como 4,5 €/kWh. Esta abordagem permite quantificar o prejuízo económico associado a cada minuto de interrupção, assumindo uma relação direta entre a potência do cliente e o impacto da interrupção de fornecimento de energia elétrica.

Figura 3-23 - Relação ente o benefício económico anual, incentivo à melhoria da continuidade de serviço e investimentos



A Figura 3-23 evidencia que, na maioria dos anos do período analisado, o benefício económico gerado pela melhoria da continuidade de serviço supera tanto os investimentos realizados como o ganho financeiro obtido pelo operador da RND através das duas componentes do incentivo. No período analisado, estima-se um benefício líquido anual médio de 2 351 milhares de euros, o que revela uma relação favorável entre os custos incorridos e os benefícios alcançados. Além disso, o valor adicional proporcionado pelo incentivo contribuiu para a redução do indicador SAIDI MT, que passou de 77,6 minutos em 2017 para 61,8 minutos em 2023, demonstrando a eficácia do incentivo em promover melhorias na qualidade de serviço prestada aos clientes.

PROPOSTA

Tendo em conta a evolução positiva e sustentada verificada ao longo dos últimos anos, na continuidade de serviço em Portugal continental, reconhece-se que, em termos médios, os níveis atualmente observados para os indicadores SAIDI e SAIFI apresentam um desempenho satisfatório à escala nacional. No entanto, subsistem ainda assimetrias regionais relevantes no território, com um número significativo de clientes que têm níveis de continuidade de serviço manifestamente inferiores à média nacional.

Num outro plano, a análise realizada pela ERSE permitiu verificar, entre 2014 e 2023, a ocorrência frequente de um conjunto de eventos classificados como excecionais (excluindo os incidentes de grande impacto), conforme apresentado na Figura 3-17. A frequência com que estes eventos ocorrem indicia que não devem ser considerados verdadeiramente excecionais, na medida em que não apresentam uma baixa

probabilidade de ocorrência. Entre as causas mais comuns estão colisões de veículos com armários de distribuição ou PT, bem como a ocorrência de curto-circuitos provocados por aves, entre outras situações. Este tipo de fenômenos está intrinsecamente associado à exploração normal da rede elétrica, pelo que caberá ao operador da RND adotar medidas que permitam mitigar determinado tipo de ocorrências. Esta constatação é ainda reforçada pelo impacto consistente que tais eventos têm nos indicadores de continuidade de serviço. Por exemplo, no período de 2014 a 2023, o impacto médio anual desses eventos no indicador SAIDI MT foi de cerca de 7 minutos por ponto de entrega.

A ERSE prevê, na próxima revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás, proceder à redefinição do processo de classificação como evento excepcional, restringindo-o exclusivamente a incidentes de grande impacto.

Neste contexto, esta discussão reveste-se de particular relevância, visto que a consideração de eventos excepcionais — que não são de grande impacto — como interrupções imputáveis ao operador de rede terá influência nos resultados do incentivo. A eventual concretização desta alteração deverá ser acompanhada de uma revisão dos parâmetros do incentivo, de forma a ter em conta o impacto desses eventos de menor magnitude.

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

30 -A manutenção do incentivo à melhoria da continuidade de serviço aplicada ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, conforme definido no MPQS. A aplicação deste incentivo no período regulatório de 2026-2029 será ajustada ao nível dos valores de referência e da banda neutra, de forma a manter o desafio regulatório e refletir o potencial técnico de melhoria ainda existente.

31 -Eliminação do artigo 147.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico por simplificação, mantendo-se a remissão para o MPQS no novo artigo 142.º-C.

3.7.2.2 ESTUDO SOBRE EVENTOS DE TENSÃO NA REDE DE BT

RESUMO DA PROPOSTA

Realizar um estudo a cargo do operador da RND em Portugal continental, que inclua a recolha de indicadores que permitam avaliar os problemas relacionados com os eventos de tensão (subtensões e sobretensões), nomeadamente os casos em que os valores de tensão se encontram fora dos limites regulamentares, de forma a determinar a viabilidade de um novo incentivo.

ENQUADRAMENTO

A qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores é um dos pilares centrais da regulação técnica do setor elétrico. Embora a continuidade de serviço de fornecimento de energia elétrica — medida através da duração e frequência das interrupções — tenha merecido uma atenção regulatória significativa, a dimensão da qualidade da energia elétrica propriamente dita, e em particular o controlo da variação da tensão, assume uma importância crescente face às transformações estruturais em curso especialmente nas redes de distribuição de BT.

A expansão do autoconsumo fotovoltaico, a eletrificação dos consumos finais, a disseminação da mobilidade elétrica e a crescente simultaneidade dos consumos em períodos críticos representam desafios adicionais à estabilidade da tensão e ao cumprimento dos valores admissíveis, com especial incidência nas redes BT. Os efeitos combinados destas dinâmicas tenderão a ocorrer predominantemente em áreas urbanas densamente povoadas e em zonas rurais com infraestruturas mais vulneráveis. Estes fenómenos, com tendência para se intensificarem, podem contribuir para o aumento da variabilidade da tensão e, em

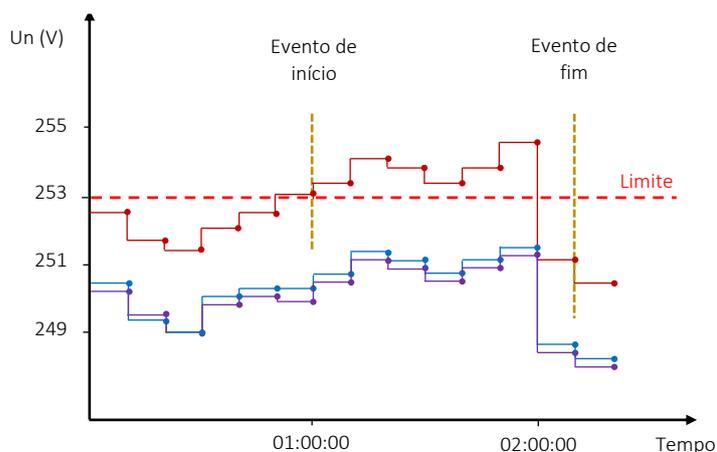
particular, para a ocorrência de eventos em que os valores de tensão se possam situar fora dos limites regulamentares definidos, originando situações de subtensão ou sobretensão.

As implicações destes desvios de tensão são especialmente relevantes nas redes BT, onde se encontra ligada a maioria dos consumidores finais, sobretudo do segmento residencial e do pequeno comércio. Os equipamentos utilizados nestes contextos — como eletrodomésticos, dispositivos eletrónicos ou dispositivos de carregamento de veículos elétricos — apresentam, em geral, maior sensibilidade a flutuações de tensão, estando sujeitos a perdas de desempenho, falhas de funcionamento, redução da vida útil ou, em casos mais severos, danos materiais.

A norma NP EN 50 160, referida no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS), estabelece os limites ou valores das características da tensão fornecida pelas redes de distribuição, incluindo os limites admissíveis para a variação da tensão de alimentação ($\pm 10\%$ da tensão nominal para a BT). A verificação do cumprimento das características de tensão, nos termos da NP EN 50 160, deve ser realizada com recurso a equipamentos que cumpram a norma IEC 61000-4-30, conforme previsto no Procedimento n.º 7 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço. No entanto, os equipamentos de medição inteligente (*'smart meters'*) atualmente integrados nas redes de distribuição BT não satisfazem os requisitos dessa norma. Ainda assim, estes dispositivos têm capacidade de registar eventos associados à variação do valor médio da tensão eficaz em períodos de 10 minutos (Figura 3-24), com discriminação por fase, e quando esta estiver fora da gama $\pm 10\%$ da tensão de referência (U_n), constituindo uma fonte valiosa e ainda pouco explorada de informação técnica sobre a qualidade da tensão entregue aos clientes BT.

Importa ainda referir que, na recente revisão regulamentar do setor elétrico em 2023, a ERSE introduziu uma nova disposição no RQS, permitindo aos operadores de rede utilizar a informação recolhida pelos equipamentos de medição inteligente integrados na instalação do cliente como base para uma primeira análise de triagem da qualidade da energia.

Figura 3-24 - Monitorização da variação do valor médio da tensão eficaz na rede BT



Embora, em determinadas situações operacionais, o registo de dados realizado pelos equipamentos de medição inteligente possa ser temporariamente afetado por falhas de comunicação, resultantes de limitações de infraestrutura ou intervenções técnicas pontuais, tal circunstância não compromete a definição e aplicação de indicadores que permitam monitorizar eventos de tensão pelas seguintes razões:

- o registo dos eventos de tensão é realizado localmente no equipamento de medição inteligente, de forma autónoma e automática, independentemente da comunicação com o concentrador. Assim, os dados não se perdem no momento da ocorrência do evento;
- os equipamentos de medição inteligente mantêm os registos dos eventos em memória interna, permitindo a sua recolha posterior, logo que a comunicação seja restabelecida;
- a recolha de dados pode ser realizada de forma faseada, sem necessidade de transmissão em tempo real, o que é compatível com a natureza estatística dos indicadores e com a sua utilização regulatória numa base anual.

Neste sentido, a ERSE propõe a realização de um estudo, pelo Operador da RND em Portugal continental (E-Redes – Distribuição de Eletricidade), que analise o comportamento de indicadores baseados na contabilização de eventos de tensão fora de limites regulamentares, medidos em intervalos de 10 minutos, recolhidos automaticamente pelos equipamentos de medição inteligente integrados na rede BT. O estudo desenvolvido e os indicadores recolhidos servirão de base para uma avaliação técnica a realizar ao longo de um período de dois anos. Com base nessa avaliação, poderá ser desenvolvido um mecanismo de incentivo orientado para mitigação das variações de tensão, promovendo a melhoria sustentada da qualidade do fornecimento de energia elétrica. Esta abordagem visa reforçar a equidade no acesso a um

serviço de qualidade, assegurando simultaneamente a resiliência da rede elétrica num contexto de transição energética.

Entre os objetivos esperados com a implementação desta proposta destacam-se:

- a redução da frequência de ocorrência de valores de tensões fora dos limites regulamentares, garantindo maior estabilidade para os consumidores;
- a diminuição dos impactos adversos sobre a utilização de equipamentos elétricos;
- a redução do número de reclamações associadas a problemas de qualidade da energia elétrica;
- o reforço da capacidade da ERSE para monitorizar, avaliar e atuar sobre questões técnicas relacionadas com a qualidade da energia, com base em dados objetivos e representativos da realidade operacional da rede.

PROPOSTA

A ERSE propõe a realização de um estudo, a cargo do Operador da RND em Portugal continental (E-Redes – Distribuição de Eletricidade), o qual deverá ser apresentado no prazo de um ano após a entrada em vigor do RT. Para além de outros aspetos que o referido ORD entenda relevantes, o estudo deverá considerar os indicadores apresentados seguidamente, baseados na contabilização dos eventos de tensão fora dos limites regulamentares registados automaticamente pelos equipamentos de medição inteligente instalados na rede de BT.

Considera-se como evento fora de limites qualquer ocorrência em que o valor médio da tensão de alimentação, medido num intervalo de 10 minutos, ultrapasse os limites definidos, podendo classificar-se da seguinte forma:

- subtensão - ocorre quando, num período ou no primeiro de uma sequência de períodos de 10 minutos, o valor médio da tensão de fornecimento se situa abaixo do limite -10% da tensão de referência (detecção por fase nos equipamentos de medição inteligente trifásicos);
- sobretensão - ocorre quando, num período ou no primeiro de uma sequência de períodos de 10 minutos, o valor médio da tensão de fornecimento se situa acima do limite +10% da tensão de referência (detecção por fase nos equipamentos de medição inteligente trifásicos).

Os indicadores propostos são definidos como se segue:

- Número médio de sobretensões – indicador que representa o número médio de eventos de tensão que se situam acima do limite máximo regulamentar verificados nos clientes BT, alimentados por um dado PTD, num determinado ano, dado por:

$$N_x^{\text{sobr}} = \frac{\sum_{j=1}^k F_j^{\text{sobr}}}{k}$$

em que:

F_j^{sobr} – número total de sobretensões no cliente BT j alimentado pelo PTD x , no período considerado (anual).

k – quantidade total de clientes BT alimentados pelo PTD x .

- Número médio de subtensões – indicador que representa o número médio de eventos de tensão que se situam abaixo do limite mínimo regulamentar verificados nos clientes BT, alimentados por um dado PTD, num determinado ano, dado por:

$$Nm_x^{\text{sub}} = \frac{\sum_{j=1}^k N_j^{\text{sub}}}{k}$$

em que:

N_j^{sub} – número total de subtensões no cliente BT j alimentado pelo PTD x , no período considerado (anual).

k – quantidade total de clientes BT alimentados pelo posto de transformação de distribuição x .

- Duração média das sobretensões – indicador que representa a duração média dos eventos de tensão que ultrapassam o limite máximo regulamentar verificados nos clientes BT, alimentados por um dado PTD, num determinado ano, dado por (em minutos):

$$Dm_x^{\text{sobr}} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^z D_{ij}^{\text{sobr}}}{k}$$

em que:

D_{ij}^{sobr} – duração da sobretensão j no cliente BT i do PTD x , no período considerado (anual).

k – quantidade total de clientes BT alimentados pelo PTD x .

- Duração média de subtensões – indicador que representa a duração média dos eventos de tensão que estão abaixo do limite mínimo regulamentar verificados nos clientes BT, alimentados por um dado PTD, num determinado ano, dado por (em minutos):

$$Dm_x^{sub} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^z D_{ij}^{sub}}{k}$$

em que:

D_{ij}^{sub} – duração da subtensão j no cliente BT i do PTD x , no período considerado (anual).

k – quantidade total de clientes BT alimentados pelo PTD x .

De acordo com a definição previamente apresentada dos indicadores, o respetivo reporte, a acompanhar o estudo, deverá ser realizado com desagregação por PTD, conforme o modelo previsto no Quadro 3-1.

Quadro 3-1 - Modelo de reporte de indicadores

Identificação do PTD	Zona QS	Latitude	Longitude	N.º clientes	N.º médio sobretensões	N.º médio subtensões	Duração média sobretensões (minutos)	Duração média subtensões (minutos)

No Quadro 3-1, a coluna “Zona QS” deve ser preenchida com a zona de qualidade de serviço (A, B, C) correspondente ao PTD. As coordenadas geográficas (latitude e longitude) de cada PTD devem ser indicadas no formato decimal, com seis casas decimais. A coluna “N.º clientes” deve refletir o número total de clientes alimentados pelo respetivo PTD no final de cada ano. As colunas restantes, correspondentes aos indicadores definidos anteriormente, devem ser preenchidas com valores numéricos apresentados com três casas decimais.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

31. A realização de um estudo pelo Operador da RND em Portugal continental (E-Redes – Distribuição de Eletricidade), no prazo de um ano após a entrada em vigor do RT, que inclua a recolha dos indicadores previstos nesta proposta, com vista à monitorização das tensões fora dos limites regulamentares na rede de BT e à avaliação da viabilidade de um novo mecanismo de incentivo.

3.7.3 COMPONENTE 3 DO IMDD RELATIVA AO INCENTIVO À INOVAÇÃO E NOVOS SERVIÇOS NAS INSTALAÇÕES EM BT INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

RESUMO DA PROPOSTA

Manter o atual incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT, que se destina a premiar a integração de instalações em rede inteligente.

ENQUADRAMENTO

O incentivo atual foi desenhado num quadro específico de não obrigatoriedade desses serviços inovadores e de digitalização da rede de BT. Com a aprovação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o *rollout* de contadores inteligentes e a sua integração em rede inteligente ficou concluído em 2024, na generalidade das instalações em BT do Continente, conforme o cronograma aprovado pelo Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro, do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia. Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira ainda decorre o processo de instalação e integração em rede inteligente. A EEM estima a conclusão em 2026, enquanto a EDA aponta para 2028.

Para futuro, importará reformular o incentivo no sentido de promover o bom funcionamento dos novos serviços e maximizar a sua utilidade para os clientes, em vez de o ancorar num salto tecnológico como aconteceu em 2019. Essa reformulação deverá ser discutida no quadro do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes, eventualmente no contexto da adaptação dos regulamentos à transposição da Diretiva (UE) 2024/1711, de 13 de junho de 2024.

3.7.4 COMPONENTE 4 DO IMDD RELATIVA AO INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA RND, NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

RESUMO DA PROPOSTA

Criar uma nova componente 4 do novo IMDD, com o objetivo de incentivar o operador da RND a atribuir capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições, limitando o número de horas em que podem ser impostas restrições a essa capacidade.

Criar no RT uma nova subsecção II na secção IX do Capítulo IV, dedicada a esta nova componente do IMDD, com dois novos artigos, em que se descreve esta componente do incentivo individual e a metodologia de cálculo da mesma.

ENQUADRAMENTO

Na mesma linha do apresentado para a RNT, apresentado no enquadramento do ponto 3.5.4, as redes de distribuição estão igualmente sujeitas a um volume considerável de solicitações para ligação de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, e consequente atribuição de capacidade de injeção firme na RND, que atualmente o operador não consegue satisfazer. Nesse sentido, a modalidade de acesso com restrições pode ser uma solução para os promotores, considerando-se mais célere face à modalidade de acesso firme, que na maioria das vezes está dependente de investimentos em desenvolvimento da rede.

Por outro lado, o desempenho técnico da RND e da RNT, podem ser melhorados, se existir uma estreita cooperação e coordenação entre os respetivos operadores de rede, com impacto direto na exploração da RND e respetivos impactos na RNT. Conforme referido anteriormente, existe atualmente capacidade disponível de injeção na RND, da ordem dos 6 GW, que poderá ser atribuída na modalidade de acesso com restrições. É, por isso, fundamental incentivar o ORT e ORD para que realizem estudos conjuntos com vista a identificar eventuais limitações de ambas as redes que constituam restrições, ainda que temporárias, para a injeção de nova produção.

PROPOSTA

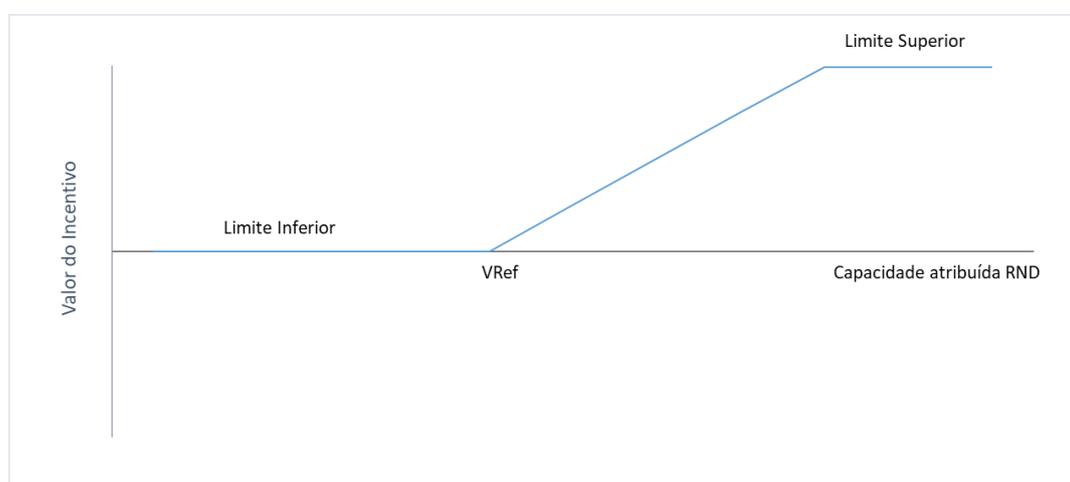
Para o período regulatório 2026-2029, propõe-se criar uma nova componente de incentivo, premiando ambos os operadores da RND e da RNT, respetivamente no IMDD e no IMDT, de igual modo, sempre que, em resultado da cooperação entre ambos, seja possível atribuir nova capacidade de injeção com restrições na RND, tanto para ligação de produção quanto de armazenamento autónomo, com condições de ligação que prevejam um nível de restrições imposto abaixo de 1500 horas anuais.

Esta condição de limitar as restrições a 1500 hora anuais é idêntica aquela que foi proposta para o ORT, na vertente da componente 4 do IMDT dedicada à viabilização, por parte do ORT, de capacidade atribuída pelo operador da RND para ligações às suas redes, sobre a qual é chamado a dar parecer.

Para efeitos do incentivo, expresso em €/MVA, apenas é elegível a nova capacidade atribuída a promotores, incluindo o reforço da capacidade atual que detenham, ou seja, exclui-se qualquer nova capacidade atribuída a promotores que já detenham essa capacidade na modalidade de acesso firme.

A modulação do respetivo indicador de desempenho a usar para efeitos desta componente 4 do IMDD será definida em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029. De igual modo, os parâmetros do incentivo também serão definidos aquando da preparação do período regulatório 2026-2029.

Figura 3-25 – Possível conceito a aplicar na componente 4 do IMDD



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

32. Introdução de uma nova Subsecção II na Secção IX do Capítulo IV relativa à componente 4 do IMDD relativa ao incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND na modalidade de acesso com restrições por parte do operador da RND.
33. Introdução de novos artigos nessa subsecção, enquadrando esta componente do IMDD e descrevendo a metodologia de cálculo da mesma.

3.7.5 COMPONENTE 5 DO IMDD RELATIVA AO INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE PARA ALIMENTAÇÃO DE CONSUMO NA RND, NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

RESUMO DA PROPOSTA

Criar uma componente 5 do novo IMDD aplicado ao operador da RND, com o objetivo de incentivar o ORD a atribuir capacidade para consumo não doméstico alimentado pelas redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, limitando o número de horas em que podem ser impostas restrições a essa capacidade.

Criar no RT uma nova subsecção na Secção IX do Capítulo IV dedicada a esta nova componente de incentivo ao operador da RND, com dois novos artigos, em que se descreve esta nova componente de incentivo e a metodologia de cálculo da mesma.

ENQUADRAMENTO

O enquadramento desta componente do novo IMDD está em linha com o referido no enquadramento da componente 5 do IMDT relativa ao incentivo à atribuição de capacidade na RNT, na modalidade de acesso com restrições, de novo consumo não doméstico. Como exemplos de potenciais consumos não domésticos que se antecipa poderem vir a beneficiar desta solução, encontram-se as instalações dedicadas ao carregamento de veículos elétricos (*hubs* de carregamento) e as instalações de armazenamento autónomo, ou outros consumos industriais variáveis, que possam ser modeláveis ao longo do tempo.

Relava que a mobilidade elétrica não é um serviço público essencial, pelo que o enquadramento enquanto instalação de consumo é necessariamente distinto. Aliás, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, inscreve no perímetro das instalações de armazenamento os pontos de carregamento de veículos elétricos, conquanto permitam bidirecionalidade.

Para consumidores não domésticos com perfis de consumo que são controláveis e que podem ser, ao longo do tempo, variáveis e/ou até intermitentes, o acesso às redes para este fim pode beneficiar da modalidade de acesso com restrições, gerando um uso da rede em condições economicamente mais favoráveis, e permitindo não onerar o SEN com custos resultantes de investimentos significativos em infraestruturas de rede não justificados, e que possam vir a revelar-se ociosos na maior parte do tempo.

Efetivamente, o aumento significativo de pedidos de acesso à rede e respetiva potência solicitada, tem resultado na dificuldade do operador da RND em viabilizar o acesso às redes de distribuição para este tipo de consumos, o que se traduz ou em prazos de ligação superiores aos esperados ou a um agravamento dos encargos de ligação para os promotores.

PROPOSTA

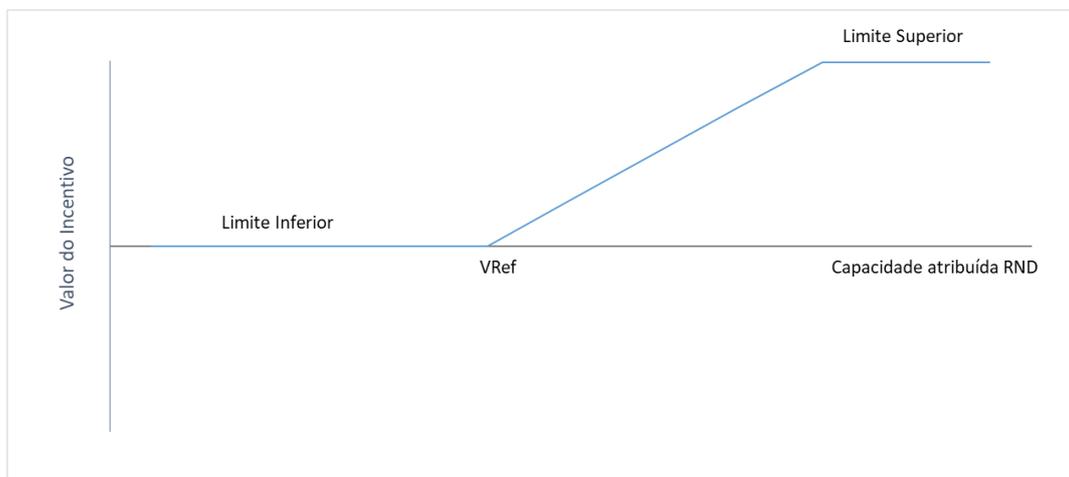
Em linha com o referido anteriormente para a RNT, para se atingir um melhor desempenho técnico das redes de distribuição, é fundamental que o operador da RND procure identificar eventuais limitações na exploração das suas redes no que respeita a alimentação de consumos ligados à RND associados a estes utilizadores (armazenamento autónomo, veículos elétricos e consumos industriais), de forma a tomar decisões que resultem numa melhor alocação da atual capacidade de rede.

Deste modo, é criada uma nova vertente do incentivo associado à atribuição de capacidade na RND, na modalidade de acesso com restrições, focada na alimentação de consumos ligados às redes de distribuição.

Assim, propõe-se um incentivo (€/MW) proporcional à potência requisitada para efeitos de abastecimento de consumos de instalações dedicadas ao *hubs* de carregamento de veículos elétricos ou para carregamento de instalações de armazenamento autónomo, e ainda potência requisitada para alimentação de consumos industriais, e cujo nível de restrições seja limitado no tempo.

A modulação do respetivo indicador de desempenho a usar para efeitos deste incentivo será definida em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029. De igual modo, os parâmetros do incentivo também serão definidos aquando da preparação do período regulatório 2026-2029.

Figura 3-26 - Possível conceito a aplicar na componente 5 do IMDD



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

34. Introdução de uma nova Subsecção III na Secção IX do Capítulo IV relativa à componente 5 do IMDD relativa ao incentivo à atribuição por parte do operador da RND de capacidade da RND para alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições.
35. Introdução de novos artigos nessa subsecção, enquadrando esta componente do IMDD e descrevendo a metodologia de cálculo da mesma.

3.8 ATIVIDADES REGULADAS A DESENVOLVER PELO OMIP

RESUMO DA PROPOSTA

Definir as atividades reguladas do OMIP S.A. e respetivos proveitos permitidos no RT, assim como estabelecer os fluxos financeiros entre as atividades do OMIP S.A. e outras atividades reguladas, decorrentes da legislação e regulamentação em vigor. Em concreto, a proposta é que sejam consideradas no Regulamento Tarifário as seguintes atividades do OMIP S.A.: (i) a gestão integrada de garantias no âmbito do SEN; e (ii) o registo e contratação bilateral de energia. Adicionalmente, propõe-se alterar o RT para prever os fluxos financeiros entre o SEN e o OMIP S.A., associados à liquidação dos contratos por diferenças resultantes dos leilões para atribuição de capacidade de ligação à rede a produtores fotovoltaicos.

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual (art.º 170.º a 173.º) e a Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro, preveem a regulação económica pela ERSE das seguintes atividades desenvolvidas pelo OMIP S.A.⁴⁵:

- i. gestão integrada de garantias (GIG);
- ii. registo e contratação bilateral de energia (RCBE).

Para além destas duas atividades reguladas, segundo decisões administrativas, o OMIP S.A. está encarregue de outras atividades no âmbito do SEN:

- i) liquidação dos contratos abrangidos pelo modelo de prémio variável por diferenças (CfD⁴⁶);
- ii) gestor das garantias financeiras dos leilões de garantia de origem.

A atividade de liquidação dos contratos abrangidos pelo modelo de CfD, adjudicados nos leilões de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP de energia elétrica produzida através de centros electroprodutores solares, cujos procedimentos concorrenciais foram abertos na sequência da publicação do Despacho n.º 5921/2020, de 29 de maio de 2020 e do Despacho n.º 11740-B/2021, de 26 de novembro. As peças dos procedimentos concorrenciais em que foi adotado o modelo de CfD indicam como obrigação da entidade nomeada como GIG: “observar os procedimentos necessários ao reporte e controlo regulatório, que lhe sejam impostos pela ERSE, para identificar e garantir a separação de procedimentos associados ao presente regime de liquidações com os de outras obrigações a que esteja sujeito no âmbito do funcionamento do Sistema Elétrico Nacional”⁴⁷. Entende-se que esta atividade tem enquadramento legal pelo n.º 3 do artigo 170.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e, consequentemente, nos termos do n.º 5 do mesmo artigo, não têm encargos para os consumidores.

⁴⁵ O OMIP, S.A. é a entidade responsável pela gestão das garantias financeiras exigidas para a qualificação dos agentes para a exercerem atividades no SEN que estão sujeitas à prestação de garantias. O OMIP, S.A. é uma empresa do grupo OMI têm como função a gestão de mercados energéticos na Península Ibérica. O grupo está estruturado em duas sociedades acionistas, OMEL e OMIP. Cada uma destas sociedades possui cinquenta por cento (50%) das duas sociedades gestoras do mercado elétrico da Península Ibérica: OMIE, gestora do mercado diário e intradiário, e OMI-Polo Português (OMIP SGMR), gestora do mercado a prazo. As sociedades gestoras têm, por sua vez, uma participação de cinquenta por cento (50%) na sociedade OMIClear-Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A

⁴⁶ *Contract for difference* – de acordo com o Regulamento (EU) 2024/1747 define-se como um contrato entre o operador de uma instalação de produção de energia e uma contraparte, geralmente uma entidade pública, que prevê simultaneamente uma proteção da remuneração mínima e um limite da remuneração excessiva;

⁴⁷ Cláusula 3.ª do Anexo II do procedimento concursal para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público, de janeiro de 2022.

Deste modo, apesar dos encargos com o serviço de liquidação a prestar pelo OMIP S.A. não serem recuperados por via tarifária, tem de ser prevista uma parcela para a recuperação do diferencial de custos propriamente dito resultante dos contratos em modelo CfD. Na mesma parcela da UGS II do ORT, serão igualmente repercutidos os montantes referentes a outras modalidades de remuneração de produtores com capacidade atribuída nos leilões solares, nomeadamente as compensações fixas ao SEN e os prémios de flexibilidade. Excluem-se os produtores com capacidade atribuída nos leilões solares, na modalidade de *feed-in tariff*, que se mantêm na esfera do agregador de último recurso.

Adicionalmente, o OMIP S.A. exerce funções de gestor das garantias financeiras dos leilões de garantia de origem decorrente da publicação do Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 julho. Este despacho define que as garantias mencionadas são geridas de forma segregada face a outras garantias que sejam apresentadas ao OMIP S.A. no âmbito de outras atividades reguladas (n.º 10 do Despacho) e estabelece a remuneração pela gestão dessas garantias (n.º 11 do Despacho). Assim, entende-se que esta atividade, também, tem enquadramento legal pelo n.º 3 do artigo 170.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e, conseqüentemente, nos termos do n.º 5 do mesmo artigo, não tem encargos para os consumidores.

Gestor integrado de Garantias (GIG)

A gestão integrada das garantias a prestar pelos comercializadores ou agentes de mercado é assegurada pelo gestor de garantias. Como referido anteriormente, esta atividade está definida nos artigos 170.º a 173.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual. Concretamente:

- a alínea e) do artigo 171.º refere que o gestor de garantias obedece ao princípio “de eficiência económica, garantindo que não são gerados custos desnecessários para o SEN”;
- o n.º 2 do artigo 173.º estabelece que: “A regulação da atividade de gestão das garantias no âmbito do SEN rege-se pelos princípios previstos no artigo 205.º sem que tal implique um agravamento dos custos para os clientes finais.”;
- nos termos da alínea d) do artigo 205.º a ERSE deverá assegurar o equilíbrio económico-financeiro do GIG.

A Diretiva n.º 15/2024 da ERSE (que substituiu e revogou a Diretiva n.º 7/2021) estabelece a regulação económica do GIG (artigo 19.º), dispondo que a ERSE deve definir o custo eficiente da atividade de GIG e o diferencial entre esse custo eficiente e custo faturado pelo GIG aos operadores do SEN e do SNG. Apesar

da atividade não estar enquadrada no RT, os custos desta atividade associados ao setor elétrico são socializados nas tarifas de acesso às redes deste setor, que são pagas pelos consumidores de eletricidade.

Com efeito, após recomendações neste sentido do Conselho Tarifário às propostas de tarifas do setor elétrico para 2021 e para 2022, a faturação do GIG aos operadores de rede e ao gestor global do sistema, nos termos da Diretiva acima referida, constituem um custo que, no setor elétrico, é aceite no cálculo dos proveitos permitidos do operador de rede de transporte (atividade de TEE e atividade de GGS) e do operador da rede de distribuição (atividade de DEE AT/MT).

Por uma questão de harmonização e coerência entre o RT do setor elétrico e o RT do setor do gás, e uma vez que a gestão de garantias é integrada entre o setor elétrico e o setor do gás, em próxima revisão do RT do setor do gás será proposto introduzir uma alteração similar à que se propõe nesta revisão para o RT do setor elétrico.

Registo e Contratação Bilateral de Energia (RCBE)

Nos artigos 163.º-A a 163.º-F do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e na Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro, são estabelecidos os termos e condições da atividade de registo e contratação bilateral de energia, sendo designando o OMIP, S.A. como entidade gestora. Relativamente à regulação desta atividade, o artigo 6.º da Portaria mencionada estabelece que:

- a regulação económica desta atividade é efetuada de forma independente pela ERSE, tendo em conta os princípios estabelecidos no regulamento tarifário, garantindo o seu equilíbrio económico e financeiro, desde que gerida de forma eficiente;
- os fluxos tarifários de equilíbrio económico desta atividade, que não tenham sido cobrados diretamente aos agentes de mercado através da aplicação de preços aos serviços prestados, devem ser recuperados por via da atividade do Gestor Global do Sistema.

PROPOSTA

Propõe-se incluir no RT as disposições relativas às atividades reguladas exercidas pelo OMIP, S.A. a considerar para efeitos do cálculo dos proveitos permitidos, assim como as respetivas metodologias de regulação.

A inclusão destas atividades no RT cria o enquadramento regulamentar necessário para assegurar o equilíbrio económico e financeiro previsto na legislação, quando geridas de forma eficiente. Por outro lado,

a explicitação destas atividades e das respetivas metodologias de regulação económica no RT, promove a transparência, a eficiência económica e o conhecimento dos seus custos efetivos. Desta forma contribui-se para evitar a subsidiação cruzada entre as atividades reguladas e não reguladas exercidas pelo OMIP, S.A.

Para além disto, a sua inclusão no RT é uma oportunidade para criar procedimentos regulatórios mais claros para o próprio OMIP, S.A., mas também para os outros agentes, mitigando o risco de assimetria de informação presente na atividade regulatória.

Deste modo propõe-se criar no RT:

- a atividade de Gestor Integrado de Garantias no RT e explicitar que os seus proveitos permitidos são obtidos por uma metodologia de custos aceites⁴⁸, incluindo a remuneração do ativo. Atendendo ao quadro definido para esta atividade na Diretiva n.º 15/2024, o RT também explicitará que estes proveitos permitidos correspondem aos custos eficientes de funcionamento definidos e aceites pela ERSE;
- a atividade de registo e contratação bilateral de energia e explicitar que uma parte dos proveitos permitidos são recuperados tendencialmente por preços aplicados aos utilizadores da plataforma (preços a definir pela ERSE, de acordo com o artigo 5.º da Portaria n.º 367/2024/1) e supletivamente pelas tarifas de Uso Global do Sistema (de acordo com o estipulado no artigo 6.º da mesma Portaria). Uma vez que se trata de uma atividade incipiente, remete-se a definição da metodologia de regulação para regulamentação complementar, que será alvo de consulta prévia pela ERSE;
- uma parcela para estabelecer os fluxos financeiros associados à repercussão na tarifa de UGS de montantes decorrentes da liquidação financeira de contratos em modelo de CfD cuja contraparte são produtores com capacidade de ligação à rede atribuída nos leilões solares já realizados⁴⁹ ou outros que se venham a realizar. Em particular, nesta parcela será repercutido o diferencial de custos dos contratos em modelo de CfD, que são liquidados pelo OMIP, S.A. O diferencial resultante da liquidação do CfD é transferido do OMIP, S.A. para a entidade concessionária da RNT, resultando num abatimento aos proveitos a recuperar pelas tarifas de UGS quando esse diferencial for positivo (a devolver ao SEN). Em sentido contrário, será recuperado pela tarifa de UGS um montante que é

⁴⁸ Metodologia regulatória que se foca na aceitação criteriosa dos custos do serviço, incluindo uma taxa de remuneração dos ativos que permite compensar o capital investido pelos acionistas da empresa. Assegura-se que os consumidores pagam um preço equivalente aos custos da atividade.

⁴⁹ Excluindo produtores com atribuição de capacidade com a modalidade de remuneração *feed-in tariff*.

transferido para o OMIP, S.A., quando o diferencial de custo do CfD for negativo. Dada a natureza destes montantes e a sua dependência de opções de política energética, estes montantes serão recuperados ao nível da parcela II da tarifa de UGS que recuperam os CIEG, por via do previsto no n.º 3 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Neste último ponto, a inclusão da parcela ao nível dos proveitos da atividade de GGS do ORT (e não da CVAT do ORD), decorre dos procedimentos concorrenciais para atribuição de capacidade de injeção na RESP realizados até ao momento, disporem que os montantes associados aos remuneratórios destes produtores são transferidos de ou para a entidade concessionária da RNT, sendo repercutidas na tarifa de Uso Global do Sistema, nas parcelas que incluem os CIEG. Excluem-se os produtores com capacidade atribuída no leilão solar de 2019 que optaram pela modalidade *feed-in tariff*, que estão na carteira do agregador de último recurso.

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

36. Criar as atividades reguladas do OMIP S.A. no RT, através da introdução do artigo 6.º-A.
37. Definir as metodologias de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de GIG e RCBE, através da introdução dos artigos 109.º-A e 109.º-B.
38. Incluir uma parcela no artigo 111.º para recuperação, na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, dos proveitos permitidos da atividade de RCBE que não são recuperados por aplicação dos preços a definir pela ERSE, de acordo com o artigo 5.º da Portaria n.º 367/2024/1.
39. Definir no artigo 112.º a parcela de repercussão de montantes decorrentes da liquidação financeira de contratos no modelo CfD pelo OMIP, S.A., cuja contraparte são produtores com capacidade de ligação à rede atribuída nos leilões solares já realizados ou outros que se venham a realizar.
40. Definir os requisitos de informação a fornecer à ERSE pelo OMIP, S.A., através da introdução dos artigos 185.º-A, 185.º-B e 185.º-C.

3.9 REPERCUSSÃO CONDICIONAL DE AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE ATIVIDADES COM VOLATILIDADE DE PROVEITOS

RESUMO DA PROPOSTA

Introduzir a possibilidade da repercussão de ajustamentos provisórios (ano t-1) nas atividades com volatilidade de proveitos, que recuperam Custos de Interesse Económico Gerais (CIEG) ou custos de energia ser condicionada por objetivos de estabilidade tarifária, possibilitando a retenção do lado das empresas de ajustamentos de t-1 a devolver ao sistema, quando os mesmos ainda não são definitivos. A proposta incide nas atividades de:

- Gestão Global do Sistema (GGS) do operador da rede de transporte (ORT), na parcela de CIEG, designada R_{Pol} ;
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) do operador da rede de distribuição (ORD), na parcela das Medidas de Contenção Tarifária (MCT);
- Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG) do agregador de último recurso (AUR);
- Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (CVEE FC) do comercializador de último recurso (CUR).

O ajustamento definitivo, em t-2, assegurará a devolução integral do montante apurado com valores reais, com reposição da neutralidade financeira prevista regulamentarmente e deduzindo o ajustamento provisório efetivamente repercutido em t-1.

ENQUADRAMENTO

A volatilidade nos preços de energia elétrica do mercado grossista do MIBEL pode originar défices (ou excedentes) tarifários, sempre que as previsões subjacentes aos processos tarifários se afastem da realidade ao longo do ano de aplicação das tarifas. Esta situação pode-se conjugar com outros fatores relacionados com os CIEG (por exemplo, previsões de quantidades de produção com remuneração garantida (PRG)) ou com as MCT (por exemplo, licenças de emissão de CO₂ leiloadas e respetivos preços), os quais também podem introduzir volatilidade nos proveitos, através dos ajustamentos de t-1, de t-2 e do próprio ano t, e exacerbar efeitos tarifários (também por efeito de procura) nos anos t e seguintes.

No Parecer à proposta tarifária para 2024 ⁵⁰, o CT recomendou que, em futuras situações em que se preveja a existência de *superavits* (o que ocorreu em 2022 e 2023), a ERSE pondere não repercutir a totalidade dos montantes a devolver ao sistema de forma imediata nas tarifas. O objetivo seria poder recorrer a esses montantes posteriormente, quando evoluções imprevistas no enquadramento macroeconómico originem variações tarifárias desfavoráveis, reduzindo a necessidade de criação de nova dívida tarifária.

Na sua resposta ao Parecer acima referido, a ERSE ⁵¹ manifestou estar ciente dos potenciais impactos decorrentes de eventuais desvios nos preços grossistas de eletricidade considerados no processo tarifário. Contudo, referiu que a não aplicação imediata de *superavits* tarifários se revelava de difícil compatibilização com o regime jurídico e regulamentar em vigor à data, ao contrário do que sucede com o instrumento de transferência intertemporal de proveitos associado aos CIEG, que adia a repercussão de custos nas tarifas. Assim, a ERSE indicou que iria continuar a refletir, nas suas previsões, o risco de não concretização futura desses *superavits*, nomeadamente no contexto da sua análise de sustentabilidade. Adicionalmente, prosseguiria a avaliação da melhor forma de acolher as preocupações expressas pelo Conselho Tarifário.

No Parecer à proposta de fixação excecional de tarifas para 2024 ⁵², o CT voltou a manifestar preocupação face à elevada volatilidade dos preços e recomendou a atuação da ERSE para implementar mecanismos que permitam mitigar grandes desvios de proveitos e os consequentes ajustamentos com impacto tarifário significativo. Em resposta, a ERSE ⁵³ reconheceu partilhar das preocupações do CT quanto aos efeitos da volatilidade dos preços do mercado grossista nas tarifas de eletricidade.

Para assegurar a estabilidade tarifária, em caso de acréscimos tarifários significativos, a ERSE tem a possibilidade de atuar através da transferência intertemporal de proveitos associados aos CIEG, que se encontra prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (n.º 8 do artigo 208.º), na redação vigente. A existência de um mecanismo similar para transferir *superavits* de proveitos associados ao CIEG, permitiria dar resposta às preocupações do CT acima mencionadas, de forma simétrica e em horizontes temporais semelhantes (até 5 anos). Esta possibilidade foi ponderada pela ERSE, mas identificam-se riscos na sua

⁵⁰ [Parecer do Conselho Tarifário à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024"](#)

⁵¹ [Comentários da ERSE ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024"](#)

⁵² [Parecer do Conselho Tarifário à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – fixação excecional"](#)

⁵³ [Comentários da ERSE ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – fixação excecional"](#)

aplicação por não ser explícito no atual enquadramento legal a possibilidade de diferir encargos associados aos CIEG que tenham sinal negativo.

PROPOSTA

Na impossibilidade de avançar com uma proposta simétrica à transferência intertemporal de CIEG sem introduzir alterações legislativas, a ERSE propõe uma alteração regulamentar que contribui para mitigar a volatilidade tarifária no curto prazo, prevendo a possibilidade de não repercussão, integral ou parcial, do ajustamento t-1, quando este é a devolver ao sistema, em cenários justificados no contexto das análises de sustentabilidade do SEN.

Este mecanismo tem semelhanças com o existente no RT do setor do gás, em que a aplicação do ajustamento t-1 é condicionada à análise prévia de impactes tarifários. Contudo, nesta proposta a opção não incide em todas as atividades, mas apenas nas que têm maior volatilidade dos proveitos, e a atuação não é simétrica, podendo ocorrer apenas quando existem estimativas de proveitos a devolver às tarifas. Esta última condição decorre de já existir a possibilidade no setor elétrico de diferir a recuperação de proveitos associados aos CIEG, criando dívida tarifária.

Em concreto, esta proposta contribui para definir um nível de proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes que aumenta a estabilidade tarifária, com incidência nos anos t e t+1, através da retenção temporária, parcial ou integral, dos ajustamentos provisórios a devolver ao sistema. A ativação deste mecanismo será devidamente justificada no processo tarifário, mediante a apresentação de proposta ao CT e às demais entidades regulamentarmente previstas. Esta proposta incide nas atividades de GGS do ORT na parcela de CIEG (R_{Pol}), de CVAT do ORT na parcela de medidas de contenção tarifária (MCT), de CVEE PRG do AUR e de CVEE FC do CUR. A escolha destas atividades prende-se com o facto de serem as que recuperam os CIEG que apresentam maior volatilidade no quadro legal e regulamentar vigente ⁵⁴, nomeadamente os que variam em função da volatilidade dos preços grossistas de eletricidade e de outras *commodities* (por exemplo os preços de combustíveis, que afetam os sobrecustos com convergência tarifária das regiões autónomas (RA), e os preços das licenças de CO₂, que para além deste CIEG afetam as MCT).

⁵⁴ Apenas ficam excluídas as rendas das concessões das redes em BT que são um CIEG recuperado através da atividade de DEE em BT, a qual também não tem ajustamento t-1.

Nas situações de elevada volatilidade dos preços de mercado verificadas nos últimos anos, importa reforçar que a estabilidade tarifária alcançada também resulta da complementaridade que ocorre entre os preços da energia nos mercados grossistas, refletidos na componente de energia, e a dependência da componente das tarifas de Acesso às Redes desses preços por via dos CIEG associados à produção, onde as variações num sentido são parcialmente compensadas por ajustes em sentido oposto na outra componente.

Para ilustrar a atuação desta proposta na promoção da estabilidade tarifária, recorreu-se à análise de sustentabilidade económica do SEN, apresentada com o processo de tarifas para 2025⁵⁵. Essa análise assentou num conjunto de pressupostos⁵⁶ para simular várias trajetórias dos proveitos e tarifas no setor elétrico para os anos de 2026 até 2030.

Mais concretamente, os resultados que se seguem assentam no cenário Alto⁵⁷ dessa análise, assumindo como pressuposto adicional um desvio na previsão do preço de energia elétrica referente ao ano de 2026, num valor de +30 EUR/MWh. Este desvio origina assim ajustamentos nos anos subsequentes⁵⁸, designadamente no diferencial de custo da PRG, com repercussão na tarifa de Acesso às Redes⁵⁹. Uma vez que a evolução do diferencial de custo da PRG tem uma relação inversa com o preço de energia elétrica, um preço mais alto origina um diferencial de custo da PRG mais baixo, representando por isso um ajustamento favorável ao sistema.

Os resultados consideram a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais⁶⁰ (preço médio RVCF), que representa o preço de fornecimento de energia elétrica no SEN, sem considerar taxas e impostos. São apresentados apenas valores para os anos 2027 e 2028, uma vez que o desvio na previsão do preço de energia elétrica, e as respetivas opções de atuação em sede de ajustamentos, têm apenas impactes tarifários nesses dois anos. Os resultados são apresentados como diferença no preço médio RVCF,

⁵⁵ Consulte o capítulo 6 do documento «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025](#)», de dezembro de 2024 (ERSE).

⁵⁶ Os pressupostos são listados no ponto 6.2 do documento referido na nota de rodapé 55.

⁵⁷ O cenário Alto reflete preços de energia elétrica e CO₂ altos.

⁵⁸ A simulação considera que face à previsão do preço de energia elétrica para o processo de tarifas do ano 2026, é detetado em sede de ajustamentos (anos 2027 e 2028) que o preço real foi mais elevado em 30 EUR/MWh.

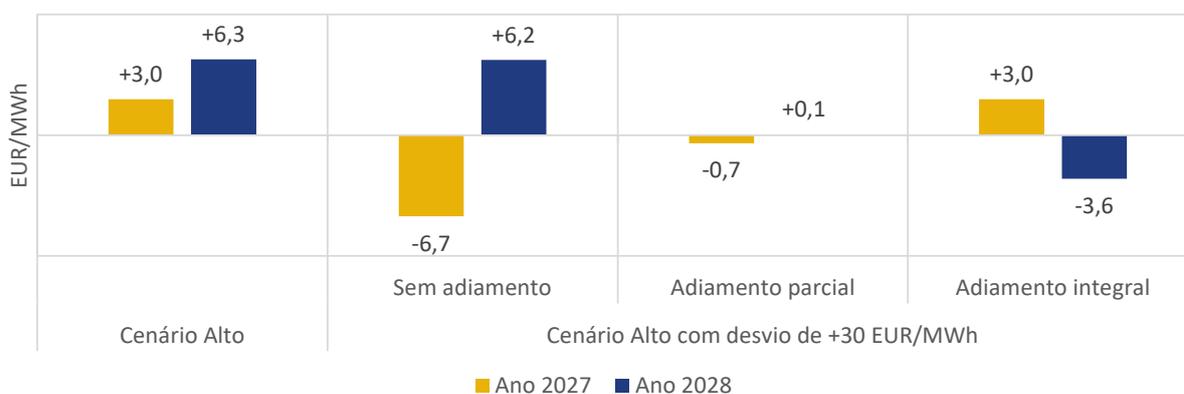
⁵⁹ Em concreto, na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

⁶⁰ Os preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, aplicadas à totalidade do consumo em Portugal continental, isto é, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Para informação sobre estes preços em 2025, consulte o ponto 5.4 do documento «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025](#)», de dezembro de 2024 (ERSE).

em EUR/MWh, face a uma trajetória linear (teórica) no período 2026-2029, assumindo essa trajetória como o objetivo de estabilidade tarifária ⁶¹.

A Figura 3-27 apresenta quatro casos distintos, entre eles o cenário Alto e três casos para o cenário Alto com um desvio de +30 EUR/MWh na previsão do preço de energia elétrica. Neste último, os três casos correspondem a diferentes atuações no ajustamento provisório (t-1), incluindo a ausência de adiamento, um adiamento parcial e um adiamento integral ⁶². Como se observa, na ausência de um adiamento, a simulação do desvio de +30 EUR/MWh produz um cenário em que o preço médio RVCF diverge em dois anos adjacentes com sinais opostos face à trajetória linear, com desvios superiores a 6 EUR/MWh ⁶³.

Figura 3-27 - Diferença no preço médio RVCF face à trajetória linear



Nota: No Cenário Alto com desvio de +30 EUR/MWh, as opções de adiamento referem-se ao ajustamento provisório (t-1). A opção “Sem adiamento” corresponde ao enquadramento regulamentar vigente, em que na presença de um ajustamento provisório, o mesmo é refletido na totalidade em tarifas (aqui: Ano 2027). A opção “Adiamento parcial” foi determinada para mitigar as diferenças face à trajetória linear. Ver mais informação na nota de rodapé 62.

Nestas circunstâncias, é possível confirmar que a possibilidade de proceder a um adiamento por um ano na repercussão do ajustamento provisório (t-1) pode melhorar a estabilidade tarifária, reduzindo as diferenças face à trajetória tarifária que se pretende atingir (trajetória linear). No caso do adiamento

⁶¹ Trata-se de um pressuposto simplificador adotado nesta análise. Uma análise de estabilidade tarifária mais completa precisaria de analisar dimensões para além do preço médio RVCF do SEN, designadamente a sua desagregação por nível de fornecimento.

⁶² O adiamento integral do ajustamento provisório (t-1) corresponde no ano 2027 a um valor aproximado de 471,4 milhões de euros. O adiamento parcial, determinado para mitigar as diferenças face à trajetória uniforme, corresponde a um valor de 295,0 milhões de euros.

⁶³ Em termos relativos, os desvios de -6,7 e +6,2 EUR/MWh nos anos 2027 e 2028, correspondem a -5,5% e +5,6%, respetivamente. De notar que em termos relativos a magnitude do efeito é maior no ano 2028 (com um desvio absoluto mais baixo) devido à trajetória decrescente que está presente nos dados analisados.

integral, observa-se que as diferenças diminuem aproximadamente para metade, face à situação sem adiamento. Contudo, também se constata neste caso que o adiamento inverte o sinal das diferenças nos dois anos, sugerindo que o montante adiado é excessivo face ao valor necessário para assegurar a estabilidade tarifária. No caso do adiamento parcial, que foi determinado para mitigar as diferenças face à trajetória linear, as diferenças situam-se abaixo de 1 EUR/MWh. Assim, o exercício comprova que, para além da possibilidade de adiar a repercussão do ajustamento provisório (t-1), é desejável incluir a possibilidade de o adiamento ser apenas parcial, em função das previsões tarifárias, se o objetivo for melhorar a estabilidade tarifária.

Deve notar-se que os resultados apresentados foram simulados com o intuito de gerar um cenário em que a presente proposta tem aplicabilidade objetiva. Nem todos os contextos tarifários com ajustamentos provisórios favoráveis ao sistema serão propícios para proceder ao adiamento parcial ou integral com ganhos em termos de estabilidade tarifária.

A implementação deste mecanismo também permite diminuir o risco associado às previsões de preços de energia, e, por conseguinte, mitigar a volatilidade tarifária no curto prazo. Ao nível dos riscos, salienta-se que existe a possibilidade das circunstâncias que levam à ativação do mecanismo se observarem em anos consecutivos, o que pode reduzir a eficácia desta proposta de alteração regulamentar.

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

41. Introdução de um número nos artigos 112.º, 116.º, 122.º e 127.º, de modo a prever a possibilidade de retenção parcial ou integral dos ajustamentos provisórios (t-1) de atividades que recuperam proveitos associados aos CIEG ou custos de energia.

3.10 APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO *REVENUE CAP* AOS CUSTOS TOTAIS DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

RESUMO DA PROPOSTA

Adotar uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX⁶⁴) na atividade de DEE das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), à semelhança do que já é efetuado na regulação das atividades de redes no Continente, em particular na Distribuição de Energia Elétrica. Em complemento, será aplicado a esta atividade um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre a empresa e os consumidores.

ENQUADRAMENTO

As metodologias de regulação do tipo *cost of service* ou *rate of return* asseguram, numa perspetiva teórica, que os consumidores pagam o preço adequado pelo serviço prestado, uma vez que os proveitos permitidos são iguais aos custos históricos da atividade. No entanto, ao garantir a recuperação integral dos custos e a remuneração dos investimentos realizados, este tipo de metodologias não garante a dinâmica necessária à procura das melhores soluções para as atividades reguladas e à maximização da eficiência dos seus custos.

As metodologias de regulação por incentivos, quer sejam baseadas em *price-cap* ou *revenue-cap*, têm como base premiar as empresas sempre que sejam capazes de aumentar a eficiência dos custos ou, pelo contrário, penalizá-las se essa eficiência piorar. Nestas metodologias os desvios ocorridos entre custos e proveitos permitidos não são corrigidos ou apenas o são parcialmente, permitindo que as empresas retenham uma parte desses desvios, o que as incentivará a reduzir os custos no sentido desse desvio ser a seu favor⁶⁵.

Assim, ao contrário das metodologias do tipo *cost of service* ou *rate of return*, nas metodologias de regulação por incentivos os proveitos permitidos repercutidos nas tarifas não têm correspondência exata com os custos da atividade regulada em cada momento, devendo a parametrização proporcionar ganhos para ambas as partes, consumidores e empresas, no médio e longo prazo.

⁶⁴ Total expenditures (Operational Expenditures + Capital Expenditures).

⁶⁵ "Regulation of the Power Sector"(Capítulo 4), Ignacio Perez-Arriaga et al. (2013)

Não obstante as vantagens da regulação por incentivos, existem riscos que terão de ser acautelados. A título de exemplo, refira-se a incerteza na previsão dos proveitos permitidos, com influência direta nos recursos disponíveis para a empresa desenvolver a sua atividade, e o comportamento das empresas no sentido de maximizarem os seus ganhos, que poderá afetar a qualidade de serviço. De forma a mitigar estes riscos, a regulação por incentivos deverá:

- i. ser acompanhada, sempre que justificável, por mecanismos que promovam o cumprimento de outros objetivos do desempenho da empresa, para além da redução de custos, como por exemplo incentivos à qualidade de serviço, à redução de perdas ou direcionados a outros aspetos funcionais relevantes no desempenho técnico das redes;
- ii. ter implícita a definição de metas de eficiência passíveis de serem atingidas pelas empresas, garantindo que não ocorram perdas excessivas, que coloquem em causa o seu equilíbrio económico financeiro, ou que reflitam um nível de eficiência já existente, sendo por isso, inoperantes.

A escolha da metodologia de regulação depende dos objetivos a atingir, da maturidade do setor e da atividade regulada. Por exemplo, a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *cost of service* ou *rate of return*, não incentivará a empresa a procurar, desde a fase de planeamento, as melhores soluções para as necessidades das redes e, assim, a otimizar as decisões de investimento. Mas será adequada para aplicar a uma rede em franco desenvolvimento ou que apresente elevada obsolescência. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos grandes desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis, podendo, contudo, desincentivar o investimento se for apenas focada no controlo dos custos, impedir, pelo contrário, a obtenção de recursos necessários para investir ⁶⁶.

Foi neste contexto, que a ERSE veio a aplicar, no anterior período de regulação, a metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais nas atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica no Continente ⁶⁷. Para além do descrito anteriormente, a experiência adquirida pelo regulador é

⁶⁶ Ver, por exemplo: i) [“Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes”](#), Florence School of Regulation, Jean-Michel Glachant et al. (2013); ii) [“Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators”](#), Economic Consulting Associates – ACER (2018); iii) [“Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation - A CEER Conclusions Paper”](#), CEER (2018), iv) [Paper on Incentives in Regulatory Frameworks with a Focus on OPEX/CAPEX Neutrality](#), CEER (2025).

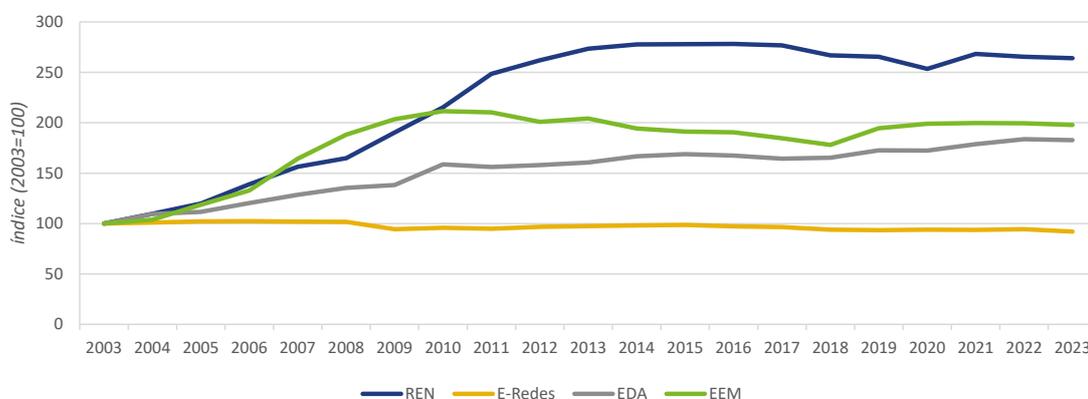
⁶⁷ Ver documento justificativo e relatório da [“Consulta Pública n.º 101 – Reformulação do RT do Setor Elétrico”](#).

igualmente um fator decisivo na proposta agora apresentada para aplicar a mesma metodologia na regulação das atividades de redes nas Regiões Autônomas.

Caracterização da atividade de redes nas Regiões Autônomas

A Figura 3-28 compara a evolução do ativo líquido dos vários operadores de rede do setor elétrico no Continente e Regiões Autônomas. Atendendo ao histórico, no que respeita aos ativos, componente que assume maior relevância na determinação do TOTEX, pelo peso do CAPEX no total de proveitos, observa-se na Figura 3-28 que já atingiu um nível de estabilidade significativo nas Regiões Autônomas, apresentando uma certa estabilidade, mais evidente na EDA a partir de 2010 e na EEM nos últimos 5 anos. Neste caso, tal resultou de uma conjuntura adversa para a empresa verificada, sobretudo, entre 2010 e 2015, que contribuiu para que vários projetos de investimento fossem adiados, só sendo retomados mais tarde, com reflexo na evolução da base de ativos da EEM.

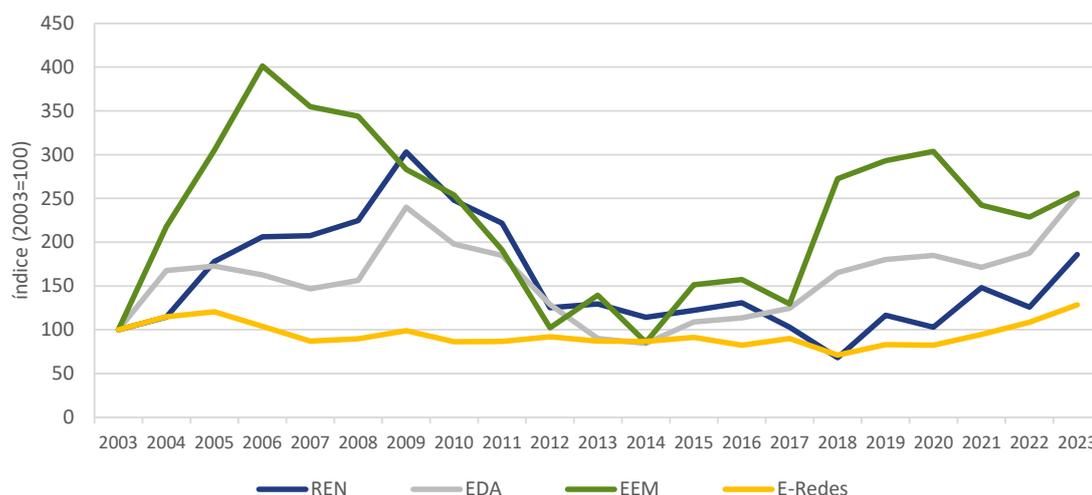
Figura 3-28 - Ativo líquido DEE (E-Redes AT/MT e BT, EDA e EEM) e TEE (REN) (índice 2003=100, preços correntes)



Num horizonte mais alargado, tendo por referência o ano de 2003, primeiro ano de regulação da EDA e da EEM, a figura permite observar que após um crescimento acentuado do ativo líquido das duas empresas até 2009, o valor estabilizou após esse período. Refira-se que no período de regulação 2009-2011 já tinha sido aplicado um mecanismo de regulação por TOTEX nas duas empresas.

Para o mesmo período de referência apresentado anteriormente, a Figura 3-29 apresenta o investimento em índice 2003=100, a preços correntes, para as atividades de redes no Continente (REN e E-Redes) e nas Regiões Autónomas (EDA e EEM).

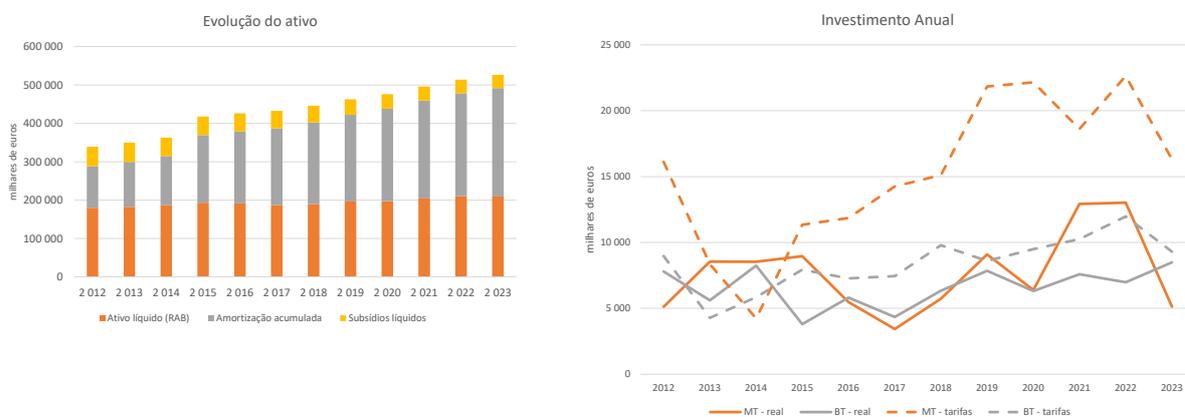
Figura 3-29 - Investimento (índice 2003=100, preços correntes)



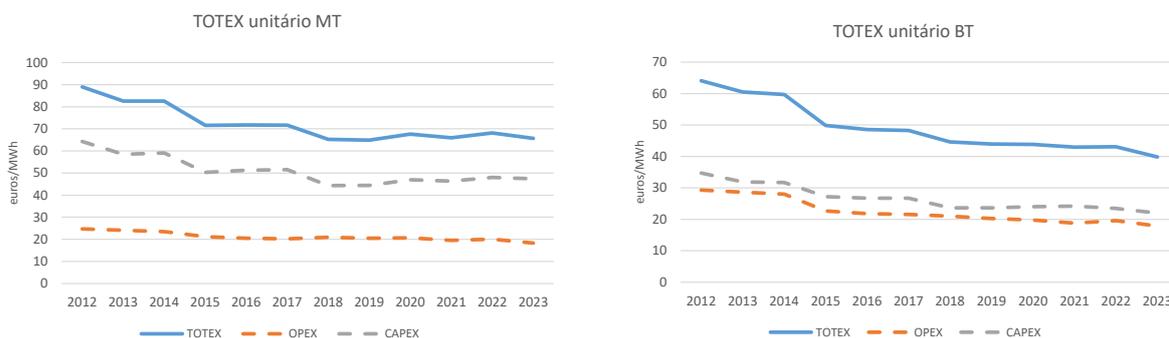
Da leitura desta figura, verifica-se que o investimento nas duas empresas insulares atingiu máximos em 2006 (EEM) e 2009 (EDA). Após este período os investimentos das duas empresas baixaram, primeiro com a introdução de uma regulação por TOTEX que vigorou entre 2009 e 2011, e posteriormente durante o período de presença da Troika em Portugal. Após 2018 volta a ocorrer um novo aumento do investimento. Os investimentos nas atividades de rede das Regiões Autónomas estão relacionados essencialmente com a necessidade de remodelação ou substituição das redes existentes e com a necessidade de ligação de novos produtores renováveis.

As figuras seguintes apresentam para cada uma das empresas reguladas das Regiões Autónomas, a evolução dos proveitos unitários, por unidade distribuída e por nível de tensão, bem como dos ativos e dos investimentos nos últimos dez anos.

**Figura 3-30 - Evolução do ativo e do investimento anual, da EDA
(preços correntes)**



**Figura 3-31 - Evolução do TOTEX, por energia distribuída e por nível de tensão, da EDA
(preços constantes 2023)**



Tal como já referido, o investimento na EDA tem apresentado oscilações ao longo do tempo, com uma tendência crescente desde 2017, e tem estado frequentemente abaixo dos valores previstos em tarifas. A evolução do ativo é naturalmente influenciada pela evolução do investimento, embora esse efeito ocorra em momentos posteriores, com a entrada em exploração do investimento.

Figura 3-32 - Evolução do ativo e do investimento anual, da EEM
(preços correntes)

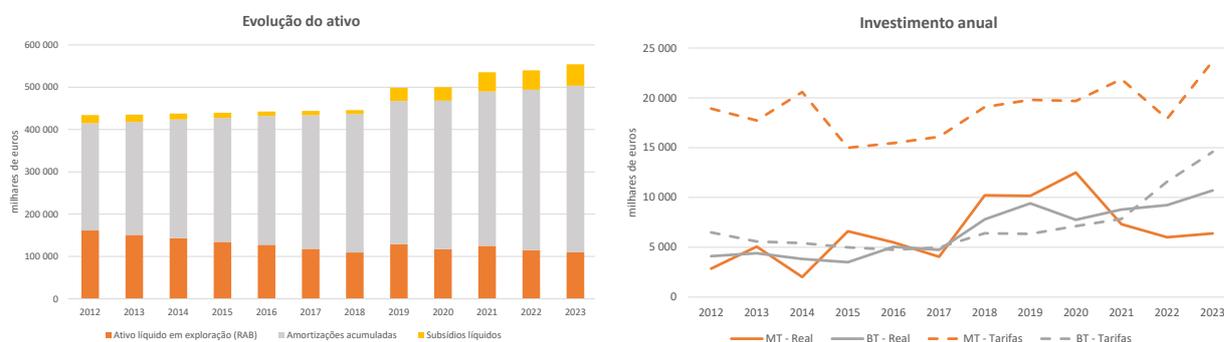
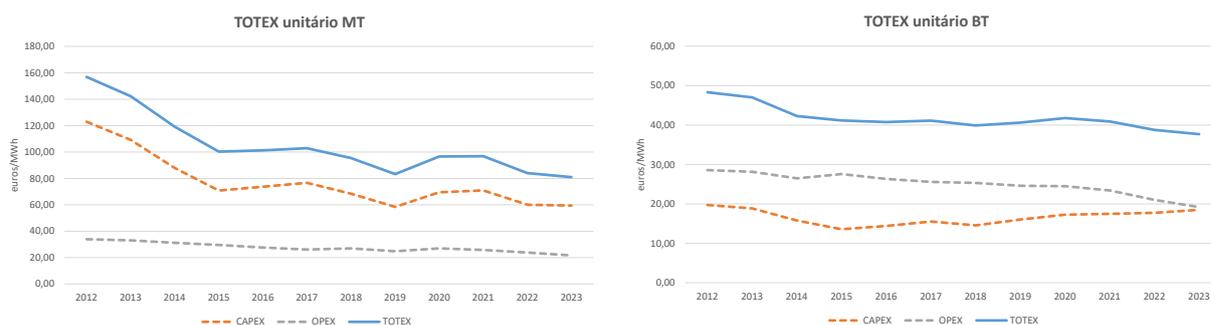


Figura 3-33 - Evolução do TOTEX, por energia distribuída e por nível de tensão, da EEM
(preços constantes 2023)



O investimento na EEM apresenta em termos globais uma tendência crescente, observando-se, contudo, uma redução na MT desde 2020. O investimento da EEM atingiu no período de regulação 2012-2014 um valor historicamente muito baixo devido a diversas dificuldades, que contribuíram para que a taxa de realização ficasse bastante aquém do planeado, levando a que vários projetos fossem adiados. Este facto contribui para o maior volume de investimento registado a partir de 2018, face à necessidade de implementar os projetos que foram sucessivamente adiados. Estas alterações estão relacionadas com a necessidade de adequar as redes à evolução do sistema electroprodutor, decorrente do plano de política energética regional e da recuperação de ativos degradados face ao envelhecimento das redes.

As evoluções apresentadas deverão ser analisadas em paralelo com a evolução dos indicadores de continuidade de serviço e das perdas nas redes, como se ilustra nas figuras seguintes.

No caso da continuidade de serviço, tanto na EDA como na EEM, verifica-se uma evolução positiva ao longo da última década. Na EDA (ver Figura 3-34), os dados evidenciam uma melhoria progressiva do indicador SAIDI MT, com destaque para a redução sustentada do impacto das interrupções acidentais, quer na produção, quer nas redes de distribuição. No caso da EEM (ver Figura 3-35), os valores do SAIDI MT revelam uma maior estabilidade e, em geral, situam-se em patamares inferiores, evidenciando níveis de continuidade de serviço superiores aos registados em Portugal continental.

Figura 3-34 – Evolução dos níveis de continuidade do serviço na EDA

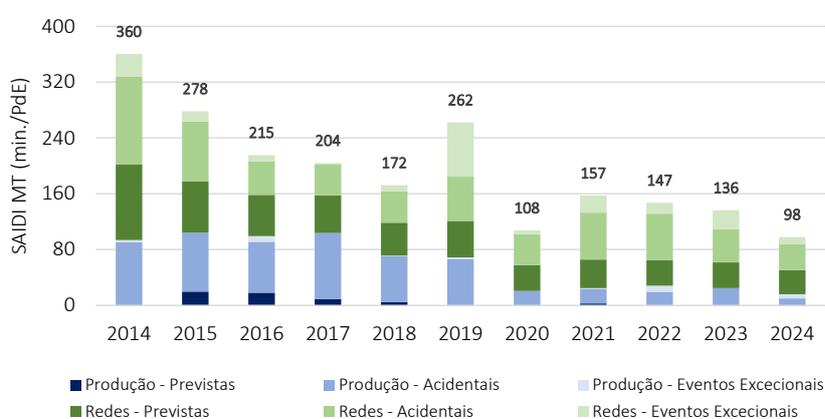
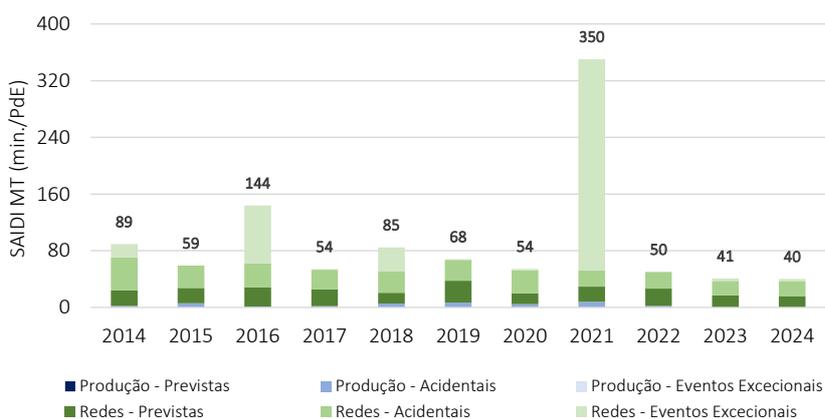


Figura 3-35 – Evolução dos níveis de continuidade do serviço na EEM



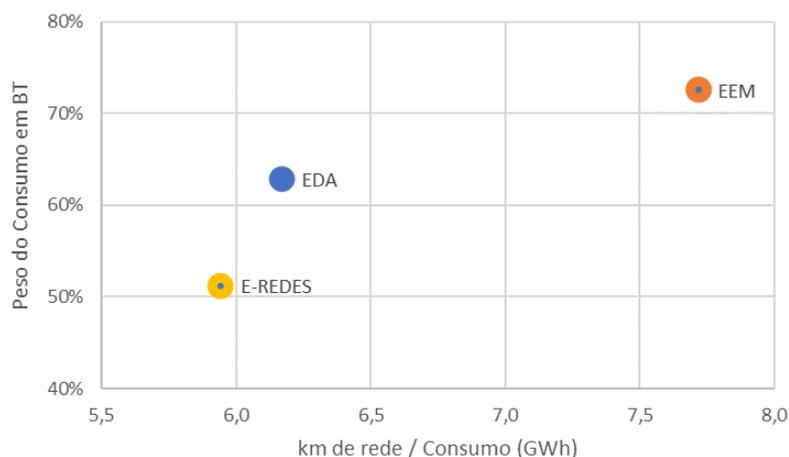
No caso das perdas nas redes, os dados denotam um nível de perdas inferior ao do Continente, apesar de alguns dos dados estruturais (comprimento relativo da rede e peso do consumo em BT no total da rede de

distribuição) mostrarem uma desvantagem relativa das regiões autónomas (ver Figura 3-37). Em particular, as redes das regiões autónomas são mais compridas, em termos relativos para o consumo fornecido, e o peso do consumo em BT é bastante superior ao do Continente, penalizando a taxa de perdas médias nas regiões autónomas.

Figura 3-36 – Evolução dos níveis de perdas nas regiões autónomas



Figura 3-37 – Características estruturais das redes de distribuição da E-REDES, da EEM e da EDA



Face ao tempo decorrido desde o início da regulação e aos indicadores acima, a ERSE considera que atividade de DEE nas Regiões Autónomas já atingiu um nível de maturidade que lhe permite uma atuação diferente num contexto regulamentar mais desafiante. Por este motivo, pretende-se garantir 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.

Motivação e objetivos para a aplicação do TOTEX

O contexto onde as atividades de redes se desenvolvem é, cada vez mais, desafiante. Por um lado, enfrentam um processo de transição energética em curso na Europa, impulsionado pelos pacotes mais recentes para energia e clima da Comissão Europeia⁶⁸, e por outro, existem maiores exigências regulamentares e legislativas, como sejam, por exemplo, os planos de desenvolvimento e investimento nas redes. É, assim, imprescindível que a metodologia de regulação aplicada permita às empresas enfrentar estes desafios e objetivos do setor energético, e, em simultâneo, que estejam adequadas às características de cada atividade.

Neste quadro, importa que as metodologias e parâmetros regulatórios das atividades de redes das Regiões Autónomas transmitam sinais de estabilidade aos operadores para que possam definir as suas estratégias de atuação em horizontes mais alargados e com um risco controlado. A metodologia do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX permite assegurar que o fluxo de proveitos permitidos é estável e adequado para a empresa desenvolver as suas atividades de rede em condições de gestão continuamente otimizadas, ao mesmo tempo que garante a segurança das infraestruturas, um nível de qualidade de serviço apropriado e concretizam os investimentos nas redes que se revelem necessários. Por ser aplicada num horizonte mais alargado (período de regulação) e não em base anual, esta metodologia dá maior flexibilidade à empresa para, desde a fase de planeamento, definir as suas estratégias para responder às necessidades de evolução das redes e dos serviços que presta, com a segurança de que terá um perfil de proveitos regular ao longo desse período.

Tal como já referido, a atividade de distribuição de energia elétrica na RAA e na RAM foi regulada entre 2009 e 2011 por uma metodologia do tipo TOTEX. Posteriormente, e até à data, esta atividade passou a ser regulada pela aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* ao nível do OPEX e de *rate of return* ao nível do CAPEX.

Assim, para além do exposto anteriormente quanto aos desafios do setor, que implica desafios tecnológicos e organizacionais para as empresas, as metodologias de regulação que não privilegiem a distinção entre CAPEX e OPEX, conferem maior flexibilidade às empresas para escolherem as opções tecnológicas mais eficientes. Com efeito, este tratamento indiferenciado de CAPEX e OPEX na definição dos proveitos permitidos, é uma condição essencial para que os operadores de rede ponderem todas as

⁶⁸ Em concreto, refira-se o pacote "[Fit-for-55](#)", o plano "[REPower EU](#)", o "[Plano de ação da UE para as redes](#)" e a nova Diretiva do "[Desenho do Mercado de Eletricidade](#)".

alternativas para responder às necessidades da rede antes de optarem por realizar investimentos, nomeadamente alternativas baseadas em flexibilidade. O facto dos operadores de rede das Regiões Autónomas integrarem empresas verticalmente integradas poderá reforçar a eficácia de soluções assentes numa melhor otimização da procura.

Tendo em conta que todas as atividades de redes do Continente seguem a mesma metodologia de regulação e dada a experiência adquirida, a regulação das atividades de redes das Regiões Autónomas através de uma abordagem TOTEX constitui também uma opção de harmonização por parte do regulador.

Esta decisão é tomada no pressuposto de que as características particulares das Regiões autónomas⁶⁹, não obstam à aplicação de uma metodologia de *revenue cap*, tendo presente que as bases de custos e metas de eficiência serão adequadas a essa realidade.

Embora esta metodologia não garanta a recuperação integral dos custos no médio prazo, permite a retenção dos ganhos de eficiência pela empresa (em parte ou no seu conjunto) face às metas definidas pelo regulador durante o período de regulação. A situação é próxima de uma situação de um ambiente de mercado, com a diferença, substancial, de que, ao tratar-se de empresas reguladas, os reguladores, nos termos dos seus estatutos, garantem que o equilíbrio económico-financeiro nunca seja posto em causa.

A aplicação deste tipo de regulação deverá assegurar, tal como já referido, o acompanhamento do desempenho funcional, nomeadamente da qualidade de serviço, das perdas nas redes e o do nível de investimento realizado face ao nível de investimento previsto na definição das bases de custos totais.

Neste aspeto, a existência de planos de desenvolvimento e investimentos das redes de distribuição em AT e MT (PDIRTD) das Regiões Autónomas, sujeitos a parecer e monitorização por parte da ERSE, permite dar consistência às previsões usadas na definição das bases de custos totais sujeitas a metas de eficiência. Assim, é pouco provável que as previsões de investimento apresentadas pelas empresas no início do período de regulação enviesem a trajetória dos proveitos permitidos verificada.

Contudo, apesar do atual processo de aprovação dos PDIRTD a nível regional estar consolidado em termos legislativos e regulamentares, constata-se que são processos extensos e com inúmeros intervenientes, o que poderá condicionar a implementação atempada dos investimentos e gerar incerteza sobre a

⁶⁹ Condições que justificaram a derrogação à aplicação da Diretiva 2003/54/CE.

repercussão tarifária dos respetivos custos. A título de exemplo, refira-se que no caso das Regiões Autónomas, apenas existe um PDIRTD aprovado até à presente data, no caso da EEM⁷⁰.

Adicionalmente, à semelhança do que acontece para as atividades de redes no Continente, a aplicação do TOTEX nas atividades de rede das RA será acompanhada por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre as empresas e os consumidores, como descrito mais adiante. Num contexto de normal desenvolvimento da atividade, a implementação deste mecanismo, mitiga os riscos de:

- i. obtenção de ganhos excessivos, decorrentes da execução sistemática de investimentos inferiores ao previsto, quer porque a empresa não está a cumprir com os investimentos previstos nos seus planos aprovados, quer porque se deteta que as previsões de investimento submetidas pelas empresas extravasam os investimentos efetivamente planeados;
- ii. desequilíbrio económico-financeiro, devido à falta de recursos ou remuneração insuficiente de investimentos, nomeadamente não antecipáveis e imprescindíveis, que tenham uma dimensão significativa, como por exemplo os decorrentes de uma catástrofe ou de imposições de política energética não contemplados nas bases de custo iniciais.

O mecanismo é calculado passado um ano do fim do período de regulação ao qual se aplica (ou seja, no segundo ano do período de regulação seguinte), de modo a utilizar valores reais e auditados de todos os anos do período de regulação. Os montantes que resultem da aplicação do mecanismo serão repercutidos gradualmente até ao fim do período de regulação seguinte (entre o segundo e o último ano) de modo a minimizar os riscos de instabilidade tarifária.

Em concreto, o mecanismo pretende avaliar, para cada ano do período de regulação, os desvios de rentabilidade da atividade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE. Sendo de aplicação no horizonte de um período de regulação, a ativação do mecanismo resultará da comparação da média das rentabilidades operacionais regulatórias verificadas nos anos desse período de regulação com a média das taxas de remuneração no mesmo período.

De modo a que o mecanismo seja progressivo e permita incentivar de facto as empresas a terem ganhos de eficiência, a proposta de implementação incluirá três bandas de atuação, que correspondem a diferentes magnitudes de desvios da rentabilidade, por excesso ou por defeito, em relação à taxa de remuneração dos ativos:

⁷⁰ No caso da EDA, o PDIRTD foi atualizado com base no parecer da ERSE mas ainda não foi aprovado pelo Governo Regional.

- uma banda normal, em que a rentabilidade se encontra dentro de valores normais em relação à taxa de remuneração, não havendo lugar a qualquer partilha de ganhos ou perdas entre empresas e consumidores;
- uma banda moderada, em que a rentabilidade se desvia moderadamente da taxa de remuneração, havendo lugar a uma partilha equitativa de ganhos ou perdas entre empresas e consumidores, ou seja, com fator de partilha igual a 0,5;
- uma banda extrema, em que a rentabilidade se desvia criticamente da taxa de remuneração, havendo lugar a uma reposição total de ganhos ou perdas que se verifiquem acima do limiar da banda, ou seja, o fator de partilha dentro desta banda é igual a 1.

Esta proposta é em tudo semelhante ao que foi aplicada à atividade de DEE no Continente no período de regulação de 2022 a 2025. Como exemplo de configuração, o capítulo 5.4 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2022-2025”⁷¹ descreve a parametrização do mecanismo aplicado à DEE no Continente.

Para além da existência deste mecanismo, em casos excecionais em que a magnitude dos desvios de proveitos é muito significativa, poderá recorrer-se a uma revisão extraordinária das bases de custos e dos parâmetros durante o período de regulação. Esta possibilidade já se encontra prevista no RT em vigor, podendo resultar de iniciativa da ERSE ou de pedido das empresas reguladas, e constitui uma ferramenta adicional de mitigação dos riscos da metodologia por incentivos aplicada ao TOTEX que se propõe nesta revisão. Podem ainda surgir situações intermédias, em que a ERSE pondera aceitar fora das metas de eficiência o CAPEX respeitante a investimentos não previstos no início do período de regulação, que tenham sido realizados por motivos de força maior e sejam devidamente justificados pelas empresas. Em todo o caso, na transição entre períodos de regulação, a base de custos TOTEX da atividade de DEE será reavaliada de modo a incorporar o efeito, no ativo regulado, das entradas em exploração de investimentos aprovados em sede de PDIR.

De salientar que a proposta da ERSE para aplicação de uma metodologia com metas de eficiência nos custos totais, não afetará obrigações passadas, designadamente referentes ao CAPEX dos ativos em exploração antes de 2025, o que será concretizado na definição dos parâmetros para o próximo período de regulação.

⁷¹ [Parâmetros de regulação para o período 2022-2025](#)

Numa perspetiva de comparação internacional, atualmente a metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais é utilizada para a distribuição de energia elétrica em alguns países europeus, para além de Portugal, nomeadamente na Alemanha, Países Baixos, Dinamarca, Áustria, Itália e Noruega⁷².

PROPOSTA

Na presente revisão do RT, a ERSE propõe que os proveitos permitidos das atividades de DEE nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira sejam determinados por uma metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais (TOTEX).

A aplicação desta metodologia será suportada na definição de uma base de custos totais, que integrará quer os custos de exploração controláveis, quer os custos de capital, associados ao ativo existente e aos investimentos previstos. Esta base de custos evoluirá consoante os indutores selecionados⁷³ e as metas de eficiência impostas, salvaguardando-se, contudo, a não retroatividade destas metas relativamente a investimentos passados. Se ao longo do período de regulação surgirem oportunidades mais eficientes de conjugação entre os custos de exploração (OPEX) e os custos de investimento (CAPEX), resultantes, designadamente, de inovações tecnológicas, a empresa não depende da concretização dos investimentos para garantir um determinado nível de proveitos, como acontece numa metodologia por custos aceites.

Sublinhe-se que, na parametrização da base de custos e dos indutores, pretende-se atribuir à empresa todos os meios para realizar a sua atividade, desde que gerida de forma eficiente.

Com esta proposta procurar-se-á principalmente alinhar os incentivos à eficiência, sem privilegiar uma natureza de custos (CAPEX) em detrimento de outra (OPEX). Assim, na definição da base de custos serão consideradas, entre outras variáveis a avaliar, as previsões de investimento da empresa. Numa primeira fase de implementação desta metodologia será dado um peso maior a uma componente fixa dos proveitos, pretendendo-se aplicar, nesta fase de transição, uma metodologia essencialmente do tipo *revenue cap*.

Em complemento, será aplicado um mecanismo de partilha de ganhos e perdas, de modo a evitar riscos excessivos para a empresa e para os consumidores, num contexto de desenvolvimento da atividade em que não ocorrem disrupções.

⁷² [“CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024”](#)

⁷³ Nas atividades de rede do Continente, os indutores de custos atuais são “Extensão da rede” e “Potência ligada de produtores”.

Em resumo, e tal como já referido, esta metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, terá benefícios, quando comparada com uma metodologia de regulação por custos aceites ou híbrida (CAPEX aceite e OPEX por incentivos), dando flexibilidade à empresa para responder aos desafios da transição energética.

42. Alteração do artigo 132.º para a Região Autónoma dos Açores e do artigo 139.º para a Região Autónoma da Madeira de modo a incorporar na regulação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica dessas Regiões uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX).
43. Introdução do n.º 12 nos mesmos artigos, que explicitem implementação do mecanismo de partilha de ganhos e perdas que complementa a metodologia por incentivos aplicada ao TOTEX.

3.11 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO NAS ATIVIDADES DE AGS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

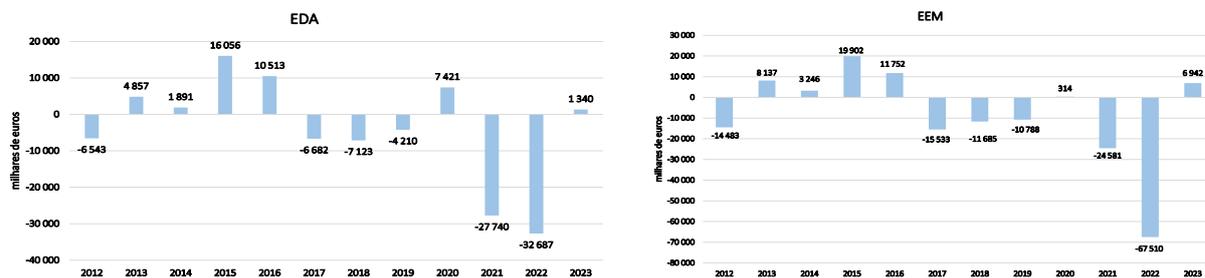
RESUMO DA PROPOSTA

Implementar ao nível da atividade de AGS das Regiões Autónomas a possibilidade de se efetuar o ajustamento aos proveitos estimados para o ano t-1. Este ajustamento permite antecipar a correção aos proveitos permitidos dessa atividade, uma vez que esses ajustamentos se revestem de grande volatilidade.

ENQUADRAMENTO

Na atividade de Aquisição de Energia e Gestão de Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM) regista-se uma grande volatilidade dos ajustamentos. As figuras seguintes apresentam os ajustamentos ocorridos na atividade de AGS da EDA e da EEM, entre 2012 e 2023, a preços correntes.

Figura 3-38 – Ajustamentos na atividade de AGS da EDA e EEM – 2012 a 2023



A volatilidade ocorrida apresenta, na generalidade dos anos, uma tendência semelhante nas duas empresas das RA. Tal acontece essencialmente devido aos desvios ocorridos nos custos dos combustíveis utilizados para a produção de energia elétrica, aos quais se juntaram nos últimos anos os desvios nos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂. Refira-se que nos anos de 2021 a 2023 os custos dos combustíveis e das licenças de emissão de CO₂ representaram em média 58% dos proveitos permitidos da atividade de AGS da EDA e 47% dos proveitos permitidos da atividade de AGS da EEM. Dado o peso destas rubricas de custos nos proveitos da atividade AGS e a magnitude dos desvios, a repercussão atempada dos desvios nos proveitos desta atividade (atualmente corrigido dois anos depois) tem relevância para o equilíbrio económico e financeiro das empresas. Adicionalmente, num contexto em que os custos com a convergência tarifária das RA são um CIEG repercutidos em todos os consumidores, os ajustamentos em causa podem contribuir para diminuir a estabilidade tarifária.

PROPOSTA

Propõe-se considerar ao nível do cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS da RAA e da RAM, o ajustamento provisório referente ao ano t-1. Com a introdução deste mecanismo deixa de ser evidenciado de forma autónoma o mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de AGS, referente ao ano t-1, calculado de acordo com o artigo 150.º. O mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital passa a estar implícito no ajustamento provisório de t-1, da atividade de AGS das RA.

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

44. Alteração do n.º 1 dos artigos 129.º e 136.º que passam a contemplar o ajustamento provisório referente ao ano t-1 sendo retirada a componente do mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 150.º.
45. Introdução do n.º 8-A nos artigos 129.º e 136.º onde se explicita o cálculo do ajustamento provisório de t-1.
46. Alteração do n.º 9 dos artigos 129.º e 136.º para contemplar o ajustamento provisório que aqui se propõe, removendo a correção de desvios provisórios dos custos com capital.

3.12 MECANISMO REGULATÓRIO DE GARANTIA DE EQUILÍBRIO ECONÓMICO E FINANCEIRO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO CUR

RESUMO DA PROPOSTA

Estabelecer um mecanismo regulatório que assegure a sustentabilidade económica e financeira da atividade de comercialização do Comercializador de Último Recurso (CUR). O principal objetivo é evitar que o CUR enfrente dificuldades financeiras que possam comprometer o serviço prestado aos consumidores, especialmente em contextos onde a incerteza relativa aos prazos de aplicação das tarifas reguladas de venda a clientes finais ou outras condições de mercado possam afetar diretamente os seus custos operacionais.

ENQUADRAMENTO

A atividade de comercialização do CUR, desenvolvida pela SU Eletricidade, tem as suas particularidades face aos restantes comercializadores de mercado, especialmente pelas suas obrigações de prestação universal do fornecimento de energia elétrica, que condicionam a obtenção de custos eficientes por parte da SU Eletricidade, que se descrevem nos parágrafos seguintes.

Em primeiro lugar, existem incertezas quanto ao prazo limite de aplicação das tarifas de venda a clientes finais, calculadas pela ERSE. De facto, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que consagrou (ao abrigo do regime jurídico

existente à data) os prazos de extinção, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN até ao final de 2027, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT, MT e BTE.

Em segundo lugar, o CUR assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado ou que regressem do mercado por via do regime equiparado, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, bem como nas situações de fornecimento supletivo referido anteriormente, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Em terceiro lugar, a atividade de comercialização do CUR tem ainda de fornecer energia a clientes que o mercado liberalizado rejeita ou cujos comercializadores tenham cessado a sua atividade e a carteira tenha transitado para o mercado regulado.

O atual enquadramento legal da atividade de comercialização do CUR, incluindo as incertezas atrás referidas, e o possível fim acelerado desta atividade, tornam mais complexa a garantia do equilíbrio económico e financeiro da empresa, nomeadamente na parametrização dos proveitos da atividade de comercialização do CUR, que por sua vez é condicionada pela dificuldade na previsão do ritmo de saída dos clientes desta empresa.

Para fazer face a esta situação, é atualmente utilizado um mecanismo casuístico de reposição do equilíbrio económico-financeiro, atribuído através da componente de custos não controláveis do proveito permitido da atividade de Comercialização. Este mecanismo apenas foi espoletado em 2016, com a inclusão de uma componente de custos não controláveis previsionais no valor de 1,5 milhões de euros nos proveitos permitidos desta atividade. De acordo com análises efetuadas pela ERSE nesse exercício tarifário, a inclusão deste montante resultou de uma ponderação de três fatores, identificados no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2016 das empresas reguladas do setor elétrico”, elencados de seguida:

- i. a evolução observada dos custos não controláveis da EDP SU, associada à evolução do processo de extinção da sua atividade,
- ii. a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional,
- iii. a adaptação das metas regulatórias ao contexto prospetivado para a atividade de comercialização do CUR.

No entanto, não foi considerado em definitivo qualquer proveito associado a custos não controláveis para esse ano, tendo este valor sido devolvido à tarifa de 2018 através do cálculo do ajustamento aos proveitos permitidos de 2016.

Importa ainda realçar que a ERSE referiu, no relatório da Consulta Pública n.º 113⁷⁴, que este tema iria ser abordado na preparação do período de regulação que se inicia em 2026, em resposta aos comentários recebidos do grupo EDP e da SU Eletricidade. De acordo com as empresas, esta opção garante uma remuneração adequada a esta atividade.

Para a preparação da presente proposta de revisão do RT, a ERSE analisou três possibilidades distintas para o desenho deste mecanismo regulatório, que podem ser aplicadas de forma recorrente ou casuística, dependendo das condições de mercado e da situação económica do setor energético e, em particular, da atividade de comercialização do CUR.

A primeira opção para garantir o equilíbrio económico e financeiro da atividade de comercialização do CUR corresponderá a uma compensação financeira nos proveitos da atividade de comercialização do CUR, quando o EBIT⁷⁵ da empresa for nulo ou negativo. Esta opção pode aumentar o risco regulatório percecionado pelo CUR porque é calculada *ex-post*, e apenas atua ao nível dos gastos de exploração. Refira-se ainda que, tendo por referência a evolução do EBIT da SU Eletricidade nos últimos anos, que tem sido positivo desde 2014, é expetável que este mecanismo seja raramente espoletado.

Uma segunda opção corresponderá à consideração, como proveitos permitidos da atividade de comercialização, de custos de referência, que reflitam com rigor as características dessa atividade. Esta opção permite alinhar a tarifa de comercialização do CUR com o mercado e estabilizar essa tarifa, mesmo em caso de quebra acentuada da atividade, se a diferença entre proveitos permitidos e os proveitos a recuperar for socializada na tarifa (o que ocorreu nas tarifas de eletricidade para 2025 e sucede anualmente nas tarifas de gás). Todavia, esta opção obriga a um exercício bastante complexo de definição de custos de referência, independentemente do nível de atividade.

Por último, poder-se-á optar pela reposição da remuneração das necessidades de fundo de maneiio, ou outras naturezas de ativos, que permite uma melhor resposta aos desvios entre pagamentos e

⁷⁴ “Proposta de Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado”, de 2023, disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-113/>.

⁷⁵ Resultados antes de gastos e perdas financeiros, do inglês *earnings before interest and taxes*.

recebimentos e, por conseguinte, a flutuações de faturação. Esta opção é similar à metodologia aplicada pela ERSE até 2015. Contudo, este mecanismo poderá ter valores reduzidos, dada a previsível queda do volume de negócios da atividade no futuro próximo.

Quanto à forma de aplicação do mecanismo, recorrente ou casuística, em ambos os casos se identificam desvantagens que importa realçar.

A abordagem casuística poderá ser mais eficaz, mas também é que a apresenta mais risco regulatório, porque não é antecipadamente previsível.

As abordagens recorrentes, quer sejam dos custos de referência, quer da remuneração das necessidades de fundo de maneio, reduzem o risco regulatório percecionado da atividade, porque tornam transparente a decisão da ERSE. A remuneração das necessidades de fundo de maneio tem ainda a vantagem de associar a reposição do equilíbrio económico-financeiro ao processo de *phasing out*, pois o risco financeiro da saída acelerada de clientes é compensado. Esta abordagem tem ainda a vantagem de ser menos complexa na sua calibração do a que dos custos de referência, que é dependente da realização de um *benchmarking*.

PROPOSTA

Considerando os riscos mencionados e as opções e formas de atuação descritas, a ERSE propõe a reposição da remuneração das necessidades de fundo de maneio, semelhante ao mecanismo aplicado até 2015. Esta opção é a que permite o melhor balanço entre o risco regulatório para a SU Eletricidade e a garantia da manutenção do equilíbrio económico e financeiro, dadas as incertezas na evolução da atividade de comercialização do CUR durante o próximo período de regulação. Adicionalmente, permite uma harmonização com o RT do setor do gás, uma vez que já se aplica uma metodologia semelhante no cálculo dos proveitos da função de comercialização dos CUR do setor do gás.

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

47. Alteração do n.º 1 do artigo 125.º, que passa a contemplar uma parcela associada ao mecanismo regulatório de garantia de equilíbrio económico e financeiro da atividade de Comercialização do CUR. A proposta é no sentido de incluir os detalhes de cálculo no articulado do RT do setor elétrico, à semelhança do que acontece para a atividade de comercialização de último recurso retalhista do setor do gás.

3.13 PRINCÍPIO DA SEPARAÇÃO DE ATIVOS ESPECÍFICOS E NÃO ESPECÍFICOS

RESUMO DA PROPOSTA

Incluir no RT do princípio de que as empresas reguladas devem adotar critérios racionais e sustentados nas decisões de investimento em ativos não específicos, de forma a assegurar a razoabilidade dos investimentos nesta natureza de ativos.

ENQUADRAMENTO

A promoção da eficiência e a avaliação da racionalidade dos investimentos das atividades reguladas constituem elementos essenciais das funções legalmente atribuídas à ERSE. Este processo assume maior complexidade dada a elevada diversidade da natureza de ativos incluídos nos investimentos realizados pelos operadores de rede e por outras atividades reguladas, que vão para além dos ativos diretamente relacionados com os objetivos desses operadores ou atividades.

Desta forma, as decisões regulatórias que incidem nos ativos devem suportar-se em conhecimentos detalhados dos investimentos realizados e a realizar, por forma a compreender a razoabilidade e a racionalidade dos mesmos.

Tendo em conta os procedimentos associados à elaboração dos Planos de Desenvolvimento e Investimentos nas Infraestruturas de Rede (PDIR), o enquadramento legal dos bens de concessão⁷⁶ e os procedimentos de reconhecimento contabilístico e reporte nas contas reguladas, é possível concluir pela existência de duas grandes naturezas de investimentos: (i) ativos específicos, relacionados diretamente com a atividade *core*; e (ii) os ativos não específicos, relacionados com as atividades de suporte.

A ERSE tem observado diferentes práticas e um entendimento diferente entre as empresas reguladas relativamente aos ativos que integram estas duas naturezas e à forma como os mesmos são reconhecidos e reportados. Esta desarmonia resulta, num primeiro momento, na distinção entre as duas naturezas de ativos não ser uma prática universal entre as empresas reguladas. No segundo momento, nas empresas com procedimentos que incluem alguma segmentação dos ativos nestas duas naturezas ou similares,

⁷⁶ A título exemplificativo refira-se a Portaria nº 397/2023, de 28 de novembro e as Bases de Concessão incluídas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

existem diferentes práticas e entendimentos. No entanto, a harmonização deste processo é imperativa para a avaliação da razoabilidade e racionalidade dos investimentos e implica a consensualização do conceito.

Reconhecendo a relevância da segmentação dos ativos em “específicos” e “não específicos”, dado corresponder a naturezas de ativos bastante distintas, e pela criticidade associada à análise dos investimentos, justifica-se a sua monitorização e avaliação de forma diferenciada. Para estes efeitos, entendeu a ERSE consensualizar a definição das duas naturezas e respetivos critérios de classificação para que se possa determinar os respetivos procedimentos de reporte. Neste sentido, foi publicada a Instrução n.º 7/2024, a 3 de outubro, que veio determinar e definir os termos do reporte segmentado dos ativos em específicos e não específicos.

A avaliação da razoabilidade e racionalidade dos investimentos específicos pode ser suportada em referenciais associados a estratégias e políticas públicas para o setor energético, incluindo determinações e orientações legais. Neste caso, a discricionariedade das empresas encontra-se delimitada por estes referenciais associados aos desenvolvimentos das atividades reguladas e das respetivas infraestruturas. No caso da avaliação dos ativos não específicos, esta delimitação torna-se ainda mais complexa dada a sua menor criticidade e relação indireta com as infraestruturas e outros ativos específicos. Nesta situação, as empresas têm maior discricionariedade, pelo que o escrutínio da razoabilidade dos ativos não específicos apresenta maior dificuldade.

Assim, importa reforçar as orientações e apelar para a aplicação de critérios justificativos da razoabilidade destes investimentos, bem como para uma adequada fundamentação da sua realização.

PROPOSTA

O processo de reporte segmentado dos ativos determinado pela Instrução n.º 7/2024 encontra-se numa fase embrionária. O primeiro reporte ocorrerá no exercício de definição de tarifas para o ano de 2026, cuja implementação tem impactado na necessidade de articulação e esclarecimentos do procedimento junto dos diferentes operadores. Desta forma, apenas nos reportes dos próximos exercícios tarifários se obterá informação mais detalhada e maior conhecimento sobre a natureza de ativos incluída no segmento dos ativos não específicos. Por este motivo, importa deixar decorrer a implementação deste processo por forma a que o mesmo assuma uma maior estabilização e harmonização no reporte das contas reguladas das diferentes empresas.

No entanto, as decisões dos investimentos em ativos não específicos devem, desde já, ser efetuadas sob critérios de razoabilidade e devidamente fundamentadas. Por esta razão, a ERSE considera pertinente incluir no Regulamento Tarifário uma determinação neste sentido.

Face ao exposto, a ERSE propõe a seguinte alteração ao RT:

48. Introdução do artigo 15.º-A, que estabelece o princípio de racionalização do investimento em ativos não específicos.

3.14 ATUALIZAÇÃO DO MECANISMO DE CUSTOS EFICIENTES DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

RESUMO DA PROPOSTA

Separar a componente de custos de armazenamento de combustíveis das restantes parcelas de custo eficientes de combustíveis (descarga, transporte e comercialização), definidos na regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão de Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM). Esta separação reflete a natureza específica das infraestruturas de armazenamento de combustível, cujo acesso é de grande importância no contexto insular, e simplificar o processo de cálculo e apresentação dos custos eficientes de combustíveis nas RA.

ENQUADRAMENTO

Os custos de armazenamento dos combustíveis são uma das parcelas que compõem os custos totais de aquisição dos combustíveis das empresas reguladas das Regiões Autónomas, EDA e EEM.

Na regulação da atividade de AGS, a ERSE aplica desde 2010, às aquisições de combustíveis para a produção termoelétrica, um mecanismo de custos de referência. Os parâmetros deste mecanismo em vigor no período de regulação 2022 a 2025, basearam-se no documento “Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”, de maio de 2021, efetuado pela PwC, e foram aprovados pela ERSE na Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro.

Posteriormente à sua publicação em janeiro de 2022, os parâmetros foram revistos em 3 momentos, através da Instrução n.º 9/2022, de 18 de outubro, através da Instrução n.º 3/2023, de 11 de agosto e pela Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro.

A alteração destes parâmetros resultou da necessidade de os adequar às condições de mercado decorrentes da instabilidade gerada pelo conflito entre a Ucrânia e a Rússia. Com efeito, desde então houve uma dificuldade acrescida na celebração de contratos para a aquisição de combustíveis pelas empresas insulares, relacionadas com a aplicação dos parâmetros dos custos eficientes em vigor, que foram publicados anteriormente à ocorrência do conflito.

Nos processos de definição e adequação dos parâmetros tem sido preocupação da ERSE o tratamento não discriminatório entre a EDA e a EEM. Em concreto aplicaram-se, sempre que possível, parâmetros idênticos para as duas empresas ou metodologias semelhantes de cálculo de alguns custos, adequadas às particularidades de cada Região.

Os custos de armazenamento dos combustíveis apresentam algumas particularidades que variam entre as duas regiões, e, dentro destas, entre as diferentes ilhas. Estas particularidades foram atendidas através da aplicação de custos padrão para cada tipo de instalação de armazenamento de combustíveis, tendo em conta a dimensão, tipo de combustível, terrenos, antiguidade de cada instalação e existência de sistemas de descarga sem acostagem.

Apesar das revisões de parâmetros dos custos eficientes, que além da atualização temporal também internalizaram as particularidades das regiões e ilhas, com o fim dos contratos de fornecimento de fuelóleo em vigor tem-se verificado algumas dificuldades por parte das empresas insulares, em particular da EDA⁷⁷, em encontrar fornecedores de combustíveis interessados na adjudicação do fornecimento no âmbito dos concursos realizados, tendo por referência os parâmetros fixados pela ERSE. No caso concreto das instalações de armazenamento de combustíveis, em cada Região Autónoma são, maioritariamente, propriedade ou copropriedade de um grupo económico. Esta centralização dificulta o acesso a capacidade de armazenamento e cria dificuldades logísticas a eventuais interessados no fornecimento de combustíveis às Regiões Autónomas, que não as empresas proprietárias dessas instalações de armazenagem. No atual contexto, o acesso ao armazenamento e os custos associados constituem uma barreira à aquisição de combustíveis pela EDA e EEM em regime concorrencial.

⁷⁷ Apesar dos custos reportados por esta empresa em 2022 e 2023 com aquisição de fuelóleo terem sido inferiores aos custos de referência do mecanismo.

PROPOSTA

O Regulamento Tarifário em vigor contempla nos artigos 130.º e 137.º, o mecanismo de definição dos custos com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas. Este mecanismo contempla duas parcelas de custos: i) os custos eficientes com a aquisição das *commodities*, indexado aos mercados de referência fixados pela ERSE, e ii) os restantes custos associados ao processo logístico de colocação dos combustíveis nas centrais termoelétricas da EDA e da EEM, nomeadamente aos custos de transporte, descarga, armazenamento e comercialização de combustíveis.

Embora o cálculo de cada uma dessas parcelas de custo seja efetuado de acordo com os parâmetros publicados pela ERSE através das Diretivas e Instruções anteriormente mencionadas, a formulação constante do RT agrega essas parcelas numa única parcela, designada por “Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k”, à qual está prevista a aplicação um fator de eficiência anual.

No âmbito desta revisão regulamentar, propõe-se individualizar a parcela referente aos custos de armazenamento, o que permite o seu tratamento de forma diferenciada dos restantes custos acima mencionados, na tentativa de mitigar as barreiras associadas ao armazenamento de combustíveis acima descritas. Este procedimento, permite tratar os custos relacionados com o armazenamento de combustíveis de duas formas alternativas:

- i. a abordagem atualmente seguida, em que os custos de armazenamento são definidos a partir de custos padrão apurados para instalações de armazenagem similares, sendo estes custos padrão identificados nos estudos já efetuados, ou a efetuar futuramente para a definição de custos eficientes na aquisição de combustíveis, ou, em alternativa;
- ii. através da realização de concursos públicos abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios direcionados apenas para a contratação da componente de armazenamento dos combustíveis adquiridos em processos concorrenciais autónomos, o que pode possibilitar o aparecimento de outros fornecedores interessados no fornecimento de combustíveis nas Regiões Autónomas.

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

49. Alteração do n.º 2 dos artigos 130.º e 137.º, de modo a separar a parcela de custos de armazenamento de combustíveis dos restantes custos eficientes com a descarga, transporte e comercialização dos combustíveis.

3.15 ALTERAÇÕES DOS REQUISITOS DE INFORMAÇÃO - REPORTE DE INFORMAÇÃO DAS OPERAÇÕES INTRAGRUPU FORA DO ÂMBITO DOS DFTP

RESUMO DA PROPOSTA

Incluir nos pedidos de informação das atividades reguladas um novo número, em substituição do pedido relativo aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência, onde se individualize a informação relativa às operações intragrupo.

ENQUADRAMENTO

Na informação que a ERSE solicita aos diferentes operadores, está incluída a documentação fiscal completa, relativa aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT). Esta informação torna-se relevante para a análise das operações intragrupo e, conseqüentemente, permite garantir, entre outros aspetos, a inexistência de subsidiação cruzada entre atividades reguladas e não reguladas.

No entanto, esta informação tem-se revelado insuficiente, pois os DFPT são elaborados na ótica fiscal e não apresentam o detalhe necessário à consecução dos objetivos na perspetiva da regulação económica. Por este motivo, a ERSE tem, por vezes, recorrido à realização de auditorias a grupos empresariais com atividades reguladas, de modo a complementar a informação dos DFPT.

Neste contexto, tem-se verificado a necessidade de informação mais detalhada relativa às prestações de serviços entre empresas do mesmo grupo, nomeadamente quando este tipo de serviços tem um peso significativo no total de prestadores de serviços das atividades reguladas. Em particular, é necessário obter mais informação acerca da natureza das operações, da origem dos gastos para a formulação dos custos a imputar a cada empresa do grupo e dos critérios de alocação de gastos, entre outros.

Com esta informação, a ERSE estará mais capacitada para a avaliação da elegibilidade e razoabilidade dos custos que está a considerar. Estando este tipo de informação incluída na informação das contas reguladas haverá uma maior garantia de qualidade da mesma, tendo em conta que estará sujeita a todos os procedimentos inerentes à elaboração daquelas contas, designadamente o processo de certificação de contas.

PROPOSTA

Incluir nos capítulos relativos à informação a fornecer à ERSE por cada um dos operadores regulados do setor elétrico um número que especifique a informação a prestar relativa às operações intragrupo, em substituição do número no qual, atualmente, é solicitada a documentação relativa aos DFPT.

Este novo número deverá referir: (i) o tipo de informação necessária na esfera das operações intragrupo, a qual deverá ser incluída no Relatório das Contas Reguladas; e (ii) o período de reporte que deverá ocorrer no início do novo período de regulação, com base nos dois anos reais anteriores.

Face ao exposto, a ERSE propõe a seguinte alteração ao RT:

50. Alteração dos artigos 180.º, 184.º a 186.º, 190.º, 194.º, 197.º, 201.º e 212.º de forma a incluir um novo número relativo à informação das operações intragrupo.
--

4 TEMAS PARA REVISÕES REGULAMENTARES SUBSEQUENTES

4.1 GESTOR INTEGRADO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio criar o “Gestor Integrado das Redes de Distribuição” (GIRD), que unifica a gestão técnica das redes de distribuição em AT e MT (RND) e a gestão técnica das redes de distribuição em BT (artigos 107.º a 109.º). Esta entidade exercerá a atividade em regime de concessão atribuída mediante procedimento de concurso público (n.º 2 do artigo 107.º). Esta determinação legal impactará na inclusão do Regulamento Tarifário dos procedimentos de determinação dos proveitos permitidos do GIRD.

Contudo, após a publicação da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, que aprova os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de BT, tem ocorrido sucessivas publicações de diplomas legais de enquadramento das atividades de distribuição de energia elétrica, em particular, ao nível da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Além do Decreto-Lei n.º 15/2022, que inclui entre outras determinações, as bases de concessão da RND e as bases de concessão das redes de distribuição em BT, foi publicada a Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, que regulamenta as peças-tipo para o procedimento de concurso público para a atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em BT no território continental português. Esta Portaria decorreu das atividades do grupo de trabalho criado pelo Governo, nos termos do Despacho n.º 11814/2020, de 30 de novembro.

Entretanto, a Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 27/2024, de 23 de fevereiro, estabeleceu os princípios e a calendarização para a atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT. Por sua vez, esta RCM foi alterada e parcialmente revogada pela RCM n.º 122/2024, de 2 de setembro, que determinou a criação da Comissão de Coordenação para a BT (CCBT). Esta comissão tem como objeto apresentar ao membro do Governo responsável pela área da energia, até ao dia 15 de dezembro de 2024, uma nova proposta de calendarização e de linhas orientadoras para o procedimento concorrencial de atribuição das concessões destinadas à exploração das redes municipais de distribuição de energia elétrica em BT, no território continental português.

Mais recentemente, a RMC n.º 30/2025, de 20 de fevereiro, veio prorrogar o prazo para a apresentação dos trabalhos da CCBT até 15 de dezembro de 2025.

Assim, do exposto, observa-se ainda uma elevada incerteza do enquadramento legal das atividades de distribuição de energia elétrica, em particular, ao nível da BT. Por estes motivos, considera-se intempestiva a revisão do RT para enquadramento e definição de metodologias de regulação da atividade do GIRD. Após uma maior definição do quadro legal e da decisão política sobre as atividades de distribuição da energia em BT, a ERSE colocará em consulta pública as alterações regulamentares necessárias para a regulação económica da atividade de GIRD.

4.2 MÚLTIPLOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, e a Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, mencionadas no ponto anterior, determinam a possibilidade do procedimento concursal poder atribuir as concessões da exploração das redes municipais de distribuição de energia elétrica em BT, a mais do que uma entidade concessionária. Na circunstância de tal se confirmar, o RT deverá incluir nas fórmulas de cálculo dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT (DEE BT), a possibilidade de existirem vários operadores da rede de distribuição em BT, à semelhança do existente no RT do setor do gás para a atividade de distribuição. Para manter o princípio da uniformidade tarifária, nos termos da alínea b) do artigo 4.º do RT, importará definir os procedimentos de compensações entre operadores de redes de distribuição em BT. De modo similar, as alterações no RT também terão de ser implementadas ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à rede de Transporte.

Contudo, pelas razões apontadas no número anterior, opta-se por aguardar por uma maior definição do enquadramento legal e da decisão política sobre as atividades de distribuição da energia elétrica em BT, remetendo para consulta pública posterior as alterações regulamentares necessárias à regulação económica de múltiplos operadores das redes de distribuição em BT.

4.3 DESTAQUE DA ILUMINAÇÃO PÚBLICA DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

As bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em BT, publicadas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelecem que a rede de iluminação pública (IP) pode, mediante decisão do Concedente, integrar os bens da concessão (Base VIII). Os atuais contratos de concessão consideram as redes de IP como fazendo parte integrante das instalações abrangidas pela concessão. Assim, a Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, anteriormente referida, no seu Anexo II, apresenta os termos para a definição dos cadernos de encargos, enquanto uma das peças-tipo para o procedimento de concurso

público para a atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em BT no território continental. Para estes efeitos, o anexo, supra mencionado prevê um Capítulo exclusivo para a inclusão das redes de IP no objeto da concessão, bem como um Capítulo exclusivo para a expressa exclusão das redes de IP do objeto da concessão, na sequência de deliberação dos órgãos competentes do Concedente (cada Município). Neste caso, o Concedente assumirá todos os encargos com infraestruturação, operação e manutenção da rede de IP. Em contrapartida, em conjunto com a renda da concessão, o Concedente deverá receber do Concessionário o montante respeitante à remuneração pelo serviço de redes de IP. Este valor é apurado segundo o valor-padrão fixado anualmente pela ERSE. O montante relativo à remuneração pelo serviço de redes de IP deverá corresponder à parte dos custos suportados pelas tarifas reguladas da rede de distribuição de eletricidade em BT, segundo um princípio de neutralidade financeira.

Pelos motivos expostos nos pontos 4.1 e 4.2, considera-se prudente não avançar já para a concretização deste procedimento, deixando essa iniciativa quando se verificar uma maior definição do enquadramento legal e da decisão política sobre as atividades de distribuição da energia elétrica em BT.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

