

# CONSULTA PÚBLICA 114

## DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário

SETOR GÁS





## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b> .....	<b>5</b>
2.1	Proveitos.....	5
2.2	Tarifas .....	8
<b>3</b>	<b>ESTRUTURA TARIFÁRIA</b> .....	<b>13</b>
3.1	Tarifas Flexíveis Mensais e Diárias.....	13
3.2	Tarifas de Curtas Utilizações.....	15
3.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelo Comercializador de Último Recurso .....	19
<b>4</b>	<b>MECANISMO DE TROCAS REGULADAS</b> .....	<b>23</b>
<b>5</b>	<b>PROVEITOS DAS ATIVIDADES REGULADAS</b> .....	<b>25</b>
5.1	Incentivo à Otimização das Previsões de Procura .....	25
5.2	Monitorização e validação económico-financeira .....	44
5.2.1	Introdução de princípio de sustentabilidade financeira nas entidades reguladas do setor do gás .....	44
5.2.2	Introdução de princípio de racionalização dos custos financeiros de estrutura e gestão incorporados no ativo remunerado .....	46
5.3	Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista.....	49
5.4	Eliminação da designação individual dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de <i>take or pay</i> .....	50
<b>6</b>	<b>INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE PELAS ENTIDADES REGULADAS</b> .....	<b>51</b>
<b>7</b>	<b>ALTERAÇÕES DE ORGANIZAÇÃO E HARMONIZAÇÃO REGULAMENTAR</b> .....	<b>53</b>
7.1	Disposições Iniciais e Finais .....	53
7.2	Incentivo à promoção do desempenho ambiental.....	54
7.3	Projetos-Piloto.....	54
7.4	Alteração do prazo para parecer do Conselho Tarifário à proposta de Fixação excecional de tarifas.....	58



## **1 INTRODUÇÃO**

O Regulamento Tarifário (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, com as alterações do Regulamento n.º 583/2022, de 28 de junho, estabelece as disposições relativas à formulação, processo de cálculo e determinação de tarifas e preços de gás, à determinação dos proveitos permitidos, bem como às obrigações das entidades do Sistema Nacional de Gás (SNG), nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

A atual redação do RT resulta dos processos de alteração regulamentar decorrentes das Consultas Públicas n.º 96 e n.º 108 que reformularam o regulamento, em grande medida, em função da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que aprova as bases e organização do SNG.

A presente revisão do RT é justificada pelo início de um novo período de regulação em 2024. Ao nível da estrutura tarifária há a necessidade de assegurar a harmonização de regras tarifárias aplicáveis ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregação (OLMCA) operada por via do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que aprova as bases e organização do setor elétrico. Adicionalmente, propõe-se eliminar a opção tarifária de Curtas Utilizações para clientes em Média Pressão (MP) e em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (BP>), durante o próximo período de regulação, em linha com o efetuado para a Alta Pressão (AP) no anterior período de regulação.

Os demais temas em consulta, relativos a tarifas, resultam da necessidade de atualização ou melhoria das regras vigentes, tais como as relativas às opções tarifárias flexíveis e às tarifas de Venda a Clientes Finais. Propõe-se, ainda, eliminar o mecanismo de incentivo à existência de trocas reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) criado em 2010, dado o mesmo nunca ter sido utilizado.

No que respeita aos proveitos permitidos, as alterações que se propõem introduzir no RT visam principalmente adequar este regulamento aos objetivos definidos para o período de regulação que se inicia em 2024 e que assentam, em grande medida, em assegurar a sustentabilidade económica das atividades reguladas do setor do gás, num contexto de descarbonização dos setores económicos e de transição energética. Neste sentido, destaca-se a proposta de introdução de um Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG). Este mecanismo pretende incentivar as empresas à tomada de decisões economicamente racionais de investimento, numa perspetiva sistémica de longo prazo, responsabilizando-as pelas suas previsões de evolução da procura de gás que sustentam os investimentos que propõem nos PDIRDG, sem colocar em causa o seu equilíbrio económico e financeiro. Refiram-se ainda as propostas de introdução dos princípios de sustentabilidade da estrutura

financeira das entidades reguladas do setor do gás e de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão, associados aos custos de investimento, que já se encontram, ambos os princípios, estabelecidos no RT do setor elétrico.

É igualmente incluído um conjunto de clarificações na redação do articulado e no tratamento de rubricas para efeito de definição dos proveitos permitidos.

São também propostas alterações em harmonia com as constantes da consulta pública n.º 113 em curso para o RT do setor elétrico <sup>1</sup>, ao nível das informações a fornecer à ERSE, das disposições iniciais e finais da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, dos projetos-piloto e da revisão dos prazos de consulta ao CT em caso de fixação extraordinária de tarifas.

### **Formas de participação**

A consulta pública decorre até ao dia 17 de maio de 2023, prazo no qual todos poderão enviar contributos sobre a proposta apresentada pela ERSE.

Os contributos podem ser enviados por email 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 (Ex: Assunto: CP 114 ou Consulta pública 114):

- Endereço eletrónico: [consultapublica@erse.pt](mailto:consultapublica@erse.pt)
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 3.º andar, 1400-113 Lisboa

A ERSE terá em conta os contributos quando elaborar a versão final do regulamento. Juntamente com a aprovação e publicação da versão final, a ERSE disponibiliza igualmente um relatório onde são identificadas as matérias que suscitaram comentários, respondendo de forma justificada aos mesmos e indicando, sempre que possível, se foram ou não considerados na redação final.

O seu contributo será publicado, exceto se, expressamente, pedir confidencialidade, e deve:

- confirmar se envia elementos cuja divulgação seja restrita, caso em que também deve disponibilizar uma versão pública;

---

<sup>1</sup> Acessível em <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-113/>.

- para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha dados pessoais.



## 2 ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

### 2.1 PROVEITOS

#### RESUMO DA PROPOSTA

Decorrente do estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, propõe-se alterar a designação de OLMC para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), bem como evidenciar no RT que os proveitos permitidos da atividade de OLMC são recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela tarifa de UGS.

#### ENQUADRAMENTO

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

A atividade de OLMC foi, no setor do gás, desempenhada até final de 2017 pela REN Gasodutos, na qualidade de gestor técnico global do sistema.

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

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, a figura do OLMC passou a integrar o operador logístico de mudança de agregador, sendo atualmente denominado por OLMCA. Conforme mencionado no n.º 6 do artigo 152.º, o disposto no referido diploma deve ser aplicado ao SNG, com as necessárias adaptações.

#### PROPOSTA

Além da alteração do nome da atividade no setor elétrico, o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece no n.º 3 do artigo 156.º que as receitas do OLMCA deverão ser o *“preço estabelecido pela ERSE correspondente ao*

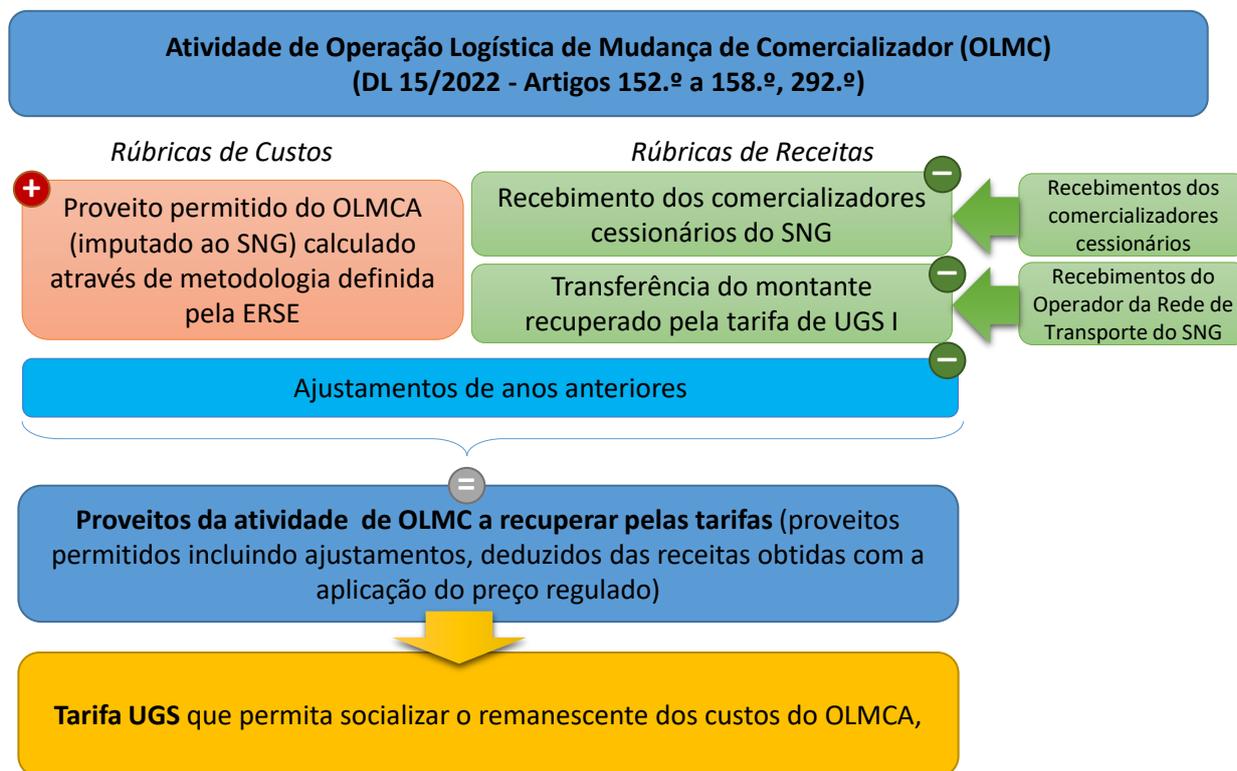
*serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários”, e “supletivamente, as tarifas de eletricidade”.*

Deste modo, a transposição no RT das disposições do Decreto-Lei n.º 15/2022 implica o desenho e calibração de um modelo híbrido de recuperação dos custos, quer para o setor elétrico, quer para o setor do gás. Este modelo assentará na recuperação dos custos, principalmente por via das receitas geradas pelo estabelecimento de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários, no caso do setor elétrico, mas apenas pelos comercializadores no caso do setor do gás.

Complementarmente, os custos não recuperados por estas receitas deverão ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS (tendo em conta a respetiva eliminação da tarifa autónoma de OLMC ver ponto 0) paga por todos os consumidores de energia elétrica, o que permite a socialização integral do remanescente dos custos do OLMCA. Este modelo reflete, primeiramente, os custos gerados pelos utilizadores nos respetivos agentes e distribui a diferença restante pelos consumidores.

A recuperação dos proveitos do operador de OLMCA são ilustradas na figura seguinte.

Figura 2-1 - Atividade de OLMC – Diagrama de custos e receitas



Em 2018 a ERSE definiu um nível de custos totais (TOTEX<sup>2</sup>), para a atividade de OLMC no setor do gás, a considerar nas tarifas para o ano gás 2018-2019, último ano do período de regulação 2016-2017 a 2018-2019. Este valor correspondeu à média dos custos da REN Gasodutos, com a atividade de mudança de comercializador, incorridos no período de 2014 a 2017. Para o período de regulação seguinte, compreendido entre 2020 e 2023, para determinar a base de custos para 2020, fez-se evoluir o valor da base de custos considerada em 2018, atualizada anualmente em função de PIB-X<sup>3</sup>, na qual o fator de eficiência (X) é igual a zero.

Complementarmente às alterações decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE propõe que a metodologia de regulação do OLMCA vertida no RT, reflita a prática regulatória atual, isto é, seja por incentivos aplicada aos custos totais. Propõe-se que a metodologia de regulação considere uma

<sup>2</sup> Do inglês, Total Expenditures.

<sup>3</sup> Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (IPIB), medido pela variação terminada no final do primeiro semestre do ano t-1, deduzido do fator de eficiência X aplicado aos custos aceites da atividade no período de regulação

componente fixa e uma componente variável, que poderão variar em função de fatores de eficiência, a definir previamente, bem como da evolução do deflator do produto interno bruto.

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

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

Face ao exposto, a ERSE propõe:

1. Alterar os artigos 3.º, 7.º, 103.º, 104.º, 105.º, 108.º, 181.º, 182.º, 185.º e 189.º.
2. Eliminar os artigos 107.º, 112.º e 186.º.
3. Aditar artigo 219.º-A.

## 2.2 TARIFAS

### RESUMO DA PROPOSTA

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

### ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 revoga o Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, o qual estabelecia o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do SEN e do SNG, e define o novo enquadramento jurídico. O novo regime jurídico alarga o âmbito da atividade de OLMC, passando a corresponder à atividade de

OLMCA no setor elétrico. Pese embora que atualmente não se perspetive a inclusão da atividade de agregação para o setor do gás.

O novo regime também introduz alterações ao modelo de financiamento da atividade. No regime jurídico anterior, as receitas do OLMC podiam resultar de três instrumentos: (1) receitas próprias da entidade incumbida do exercício da atividade<sup>4</sup>, (2) taxa paga pelo comercializador cessionário e (3) tarifas de eletricidade e de gás natural. Realça-se que o segundo instrumento, a fixar por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, nunca foi implementado. Em contrapartida, a ERSE estabeleceu uma tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, incluída na tarifa de Acesso às Redes de cada vetor energético (eletricidade e gás).

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

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

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

Estas alterações, definidas para o setor elétrico, carecem de uma implementação no SNG, com as devidas adaptações<sup>5</sup>.

Por fim, é de referir que a tarifa OLMC a aplicar aos fornecimentos de gás tem uma expressão reduzida<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> Nos termos do artigo 2.º do DL 38/2017, a entidade incumbida do exercício da atividade de OLMC é a ADENE.

<sup>5</sup> Decreto-Lei n.º 15/2022, artigo 152.º, n.º 6.

<sup>6</sup> Nas tarifas do setor do gás para o ano gás de 2022-2023 o preço do termo tarifário fixo da tarifa de OLMC, a aplicar pelos operadores de distribuição a clientes ligados em MP e BP é de 0,0008 euros por dia.

## PROPOSTA

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

Figura 2-2 - Alteração na recuperação das receitas



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

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

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

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

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

Não obstante a definição do preço do serviço regulado deva ser objeto de discussão no âmbito de uma proposta de tarifas e preços, importa ilustrar a materialidade que o preço poderá vir a assumir. Assumindo diferentes percentagens dos proveitos permitidos do OLMCA a recuperar através do preço do serviço regulado, apresentam-se, com base nos valores da aprovação das Tarifas do Setor do Gás para o ano gás de 2022-2023, o intervalo de valores para o preço regulado e para os custos a recuperar na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 2-3 - Simulação dos valores unitários para a recuperação das receitas do OLMCA

	Percentagem dos proveitos permitidos do OLMCA a recuperar com o preço regulado		
	25%	50%	75%
Preço regulado, em Euros	0,31	0,62	0,93
Valor a recuperar na tarifa UGS (parcela I), em EUR/kWh	0,000005	0,000004	0,000003

Nota: A simulação assume valores da aprovação das Tarifas do Setor do Gás para o ano gás 2022-2023, complementado por uma expectativa do número de mudanças de comercializador (288 mil por ano) <sup>7</sup>.

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

Face ao exposto, a ERSE propõe:

4. Eliminação dos artigos 13.º, al. i); 15.º, n.º 4, n.º 11 e 12; 64.º a 66.º; 163.º a 165.º; 189.º, n.º 1, al. c), e n.º 2, al. e); 196.º, n.º 1, al. d).
5. Alteração dos artigos 14.º, n.º 2; 15.º, n.º 16, n.º 20 e n.º 22; 16.º, n.º 4; 18.º, n.º 2; 27.º, n.º 2 e 3; 38.º, n.º 2; 173.º, n.º 1 e 3; 189.º, n.º 2 e 3. Provoca alterações nos quadros: 1, 2, 3, 4, 5 e 6.
6. Aditamento do artigo 100.º-A.

<sup>7</sup> Obtido através dos valores reportados no [Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural](#), da ERSE, sobre as mudanças registadas no ano de 2022.

### 3 ESTRUTURA TARIFÁRIA

#### 3.1 TARIFAS FLEXÍVEIS MENSAIS E DIÁRIAS

##### RESUMO DA PROPOSTA

Alteração da regra de faturação da capacidade mensal e da capacidade diária em instalações fornecidas em BP>, MP e AP que estejam na opção tarifária Flexível Mensal ou na opção Flexível Diária.

##### ENQUADRAMENTO

A atual redação do RT prevê uma regra de faturação aplicada às instalações em AP e MP, a qual determina que o valor da capacidade utilizada por ponto de entrega não pode ser inferior a 50% do valor da potência instalada no local de consumo.

Essa regra aparece identificada no n.º 3 do artigo 32.º (capacidade utilizada), no n.º 6 do artigo 33.º (capacidade base anual) e n.º 2 do artigo 35.º (capacidade mensal) do RT, com a seguinte redação:

*“Salvo acordo escrito celebrado pelas partes, a capacidade utilizada por ponto de entrega em MP ou AP não pode ter um valor, em kWh/dia, inferior a 50% da potência instalada no local de consumo, em kW, considerando uma utilização diária da potência instalada de 8 horas.”*

A mesma regra aparece também no n.º 2 do artigo 36.º (capacidade diária), com a seguinte redação:

*“Salvo acordo escrito celebrado pelas partes, a capacidade utilizada por ponto de entrega em AP não pode ter um valor, em kWh/dia, inferior a 50% da potência instalada no local de consumo, em kW, considerando uma utilização diária da potência instalada de 8 h.”*

Esta regra tem por objetivo ser aplicada nas instalações que estejam a ser faturadas na opção de Longas Utilizações, através da variável “capacidade utilizada”, e na opção Flexível Anual, com as variáveis “capacidade base anual” e “capacidade mensal adicional” pois, nestas situações, a capacidade faturada assume um carácter firme, correspondendo a um patamar mínimo de faturação da capacidade.

No entanto, para as instalações faturadas na opção Flexível Mensal, com a variável “capacidade mensal”, e na opção Flexível Diária, com a variável “capacidade diária”, os preços estão associados a multiplicadores

que permitem obter flexibilidade no consumo de gás, não havendo assim necessidade de impor qualquer valor mínimo de faturação da capacidade. Estas opções foram criadas para clientes com modulações reduzidas, não sendo adequadas para consumidores com modulações elevadas.

Com base na informação das quantidades reais disponibilizadas pelos ORD e ORT existiam, no final do ano de 2021, 31 instalações com a opção Flexível Mensal e nenhuma instalação com a opção Flexível Diária. Das instalações faturadas com a opção Flexível Mensal, uma instalação estava ligada em AP, nove instalações estavam ligadas em MP e as restantes 21 instalações estavam ligadas em BP>. Neste contexto, esta alteração terá impacto em apenas dez instalações.

**Quadro 3-1 - Instalações faturadas com as opções tarifárias flexíveis (ano 2021)**

Opção Tarifária / Nível de Pressão	N.º Clientes (*)	Consumo Anual (MWh)	Consumo Médio (MWh/cliente)
<b>Flexível Anual</b>	<b>19</b>	<b>29 129 430</b>	<b>1 513 217</b>
AP (CEPs + Clientes Industriais)	4	28 343 232	7 085 808
MP	10	735 074	71 715
BP>	5	51 123	10 225
<b>Flexível Mensal</b>	<b>31</b>	<b>606 797</b>	<b>19 418</b>
AP (CEPs + Clientes Industriais)	1	167 089	167 089
MP	9	392 624	42 446
BP>	21	47 084	2 242
<b>FLEXÍVEL Diária</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>n.a</b>

(\*) N.º clientes no final do ano

n.a. - não aplicável

## PROPOSTA

Propõe-se eliminar o n.º 2 do artigo 35.º e o n.º 2 do artigo 36.º dado que nestas opções tarifárias a capacidade faturada não tem um carácter firme (capacidade mensal na opção Flexível Mensal e capacidade diária na opção Flexível Diária). Nestas situações são aplicados multiplicadores aos preços, associados à flexibilidade do consumo de gás.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

7. Eliminar o n.º 2 do artigo 35.º e o n.º 2 do artigo 36.º.

## 3.2 TARIFAS DE CURTAS UTILIZAÇÕES

### RESUMO DA PROPOSTA

Eliminar a opção tarifária de Curtas Utilizações nos clientes em MP e BP>, durante o próximo período de regulação, devendo estes clientes optar por outras opções tarifárias (Longas Utilizações, Flexível Anual ou Flexível Mensal), de acordo com os seus perfis de consumo.

### ENQUADRAMENTO

A opção tarifária de Curtas Utilizações foi introduzida no ano gás 2009-2010, atendendo à existência de instalações fornecidas com baixas modulações anuais. Até essa data estes clientes tinham apenas disponíveis as opções tarifárias de Leitura Diária onde, para além da energia e de um termo fixo, era faturada a capacidade diária com base no consumo máximo dos últimos 12 meses, e de Leitura Mensal, onde apenas era faturada a energia e um termo fixo.

A opção tarifária de Curtas Utilizações teve como objetivo a adaptação das variáveis de faturação a clientes cujo consumo de gás se concentrava em períodos específicos de tempo, com consumos sazonais (o caso de indústrias que laboravam 2 a 3 meses por ano, por exemplo). Posteriormente, foram criadas as opções flexíveis que uma vez mais permitiram a adaptação das variáveis de faturação, através da aplicação de multiplicadores aos preços da capacidade utilizada.

Nas opções tarifárias de Longas e de Curtas Utilizações a capacidade faturada corresponde à capacidade utilizada, que é determinada pelo máximo do consumo diário registado nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita. Para os clientes com uma utilização de gás continuada e uniforme (com máximos pouco superiores ao valor médio do consumo), a opção de Longas Utilizações é mais vantajosa, com o pagamento de um preço de energia fora de vazio mais reduzido, mas um preço de capacidade mais elevado, quando comparado com os preços da tarifa de Curtas Utilizações.

Os preços de energia de fora de vazio e de capacidade da opção tarifária de Curtas Utilizações para entrega a clientes finais foram obtidos de modo a que a escolha entre a tarifa de Longas Utilizações e a de Curtas Utilizações seja indiferente para uma determinada utilização (modulação), resultando em preços de capacidade utilizada inferiores e preços de energia de fora de vazio superiores à tarifa de Longas Utilizações.

Nas figuras seguintes apresenta-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes para as opções de Longas e Curtas Utilizações, para um cliente em MP (com um consumo médio diário de 200 MWh/dia) e um cliente em BP> (com um consumo médio diário de 20 MWh/dia), tendo como base as tarifas atualmente em vigor (ano gás 2022-2023).

Figura 3-1 - Preço médio Tarifa de Acesso às Redes de Longas e Curtas Utilizações, para um cliente em MP

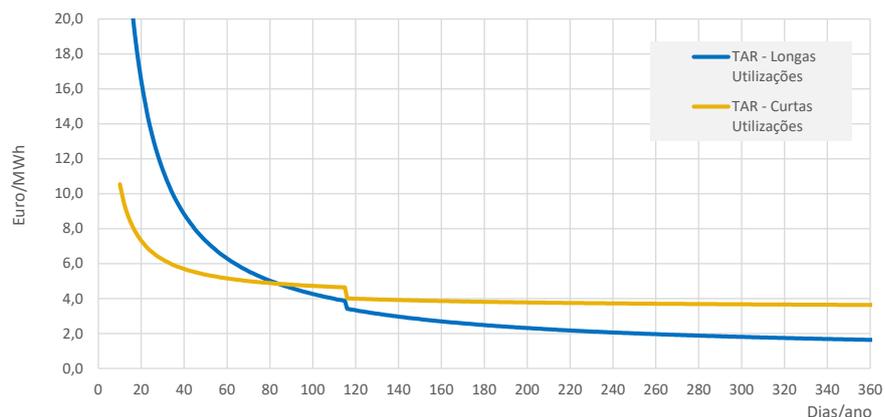
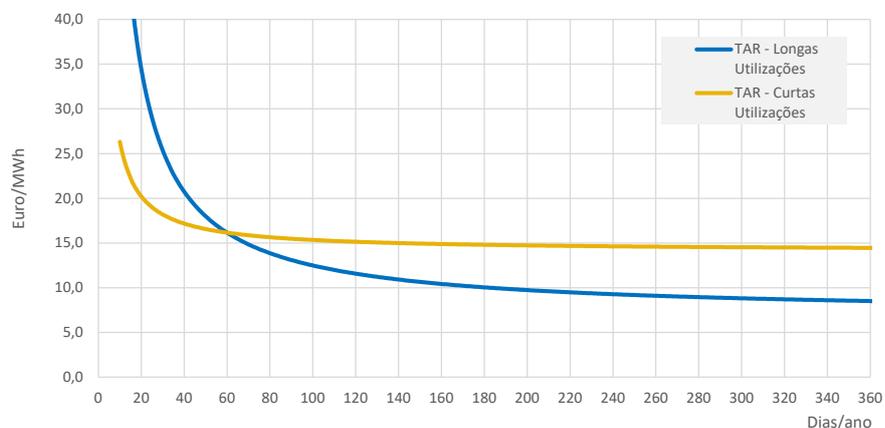


Figura 3-2 - Preço médio Tarifa de Acesso às Redes de Longas e Curtas Utilizações, para um cliente em BP>



Verifica-se que para clientes em MP o ponto de indiferença entre as duas opções tarifárias corresponde a uma modulação de cerca 90 dias e que para clientes em BP> esse ponto de indiferença é uma modulação de 60 dias.

Em 2019, na revisão regulamentar do RT <sup>8</sup>, a opção tarifária de Curtas Utilizações foi eliminada para os fornecimentos em AP por imposição do Código Europeu de Tarifas de Gás. Desta forma os clientes em AP têm, atualmente, disponíveis as seguintes opções tarifárias: opção Longas Utilizações, opção Flexível Anual, opção Flexível Mensal e opção Flexível Diária.

Com base na informação das quantidades reais disponibilizadas pelos ORD existiam, no final do ano de 2021, 18 instalações com a opção de Curtas Utilizações. Destas instalações, sete instalações estavam ligadas em MP e as restantes 11 instalações estavam ligadas em BP>.

**Quadro 3-2 - Instalações faturadas com a opção de Curtas Utilizações (ano 2021)**

Nível de Pressão / Escalão de Consumo	N.º Clientes (*)	Consumo Anual (MWh)	Consumo Médio (MWh/cliente)
Média Pressão (MP)	7	51 243	7 320
Baixa Pressão > (BP >)	11	17 094	1 554

(\*) N.º clientes no final do ano

n.a. - não aplicável

Importa reforçar que os clientes sazonais, quando faturados através da opção de Curtas Utilizações, estão sujeitos ao pagamento dos termos de capacidade, ainda que mais reduzidos, mesmo durante o período em que o seu consumo é nulo ou quase nulo. A criação da tarifa de Curtas Utilizações minora o problema dos consumidores que têm modulações mais baixas, em termos do peso do termo de capacidade na fatura anual. No entanto, uma vez que o termo de capacidade é faturado mensalmente, com base no valor máximo de capacidade verificado nos últimos 12 meses, continua a existir uma condicionante para os consumidores com utilizações mais pontuais ou intermitentes, onde esta opção pode não corresponder à melhor opção e onde as opções flexíveis anual e mensal apresentam maiores vantagens.

## PROPOSTA

Atualmente, tendo em conta o número reduzido de clientes faturados com a tarifa de Curtas Utilizações e o facto de estes clientes poderem optar por opções tarifárias flexíveis, propõe-se a eliminação da opção tarifária de Curtas Utilizações em MP e BP>, para novos clientes, mantendo-se transitoriamente durante o próximo período de regulação, quer na tarifa de Acesso às Redes, quer na tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas aos clientes em regime supletivo, para os

---

<sup>8</sup> [Consulta pública n.º 71](#).

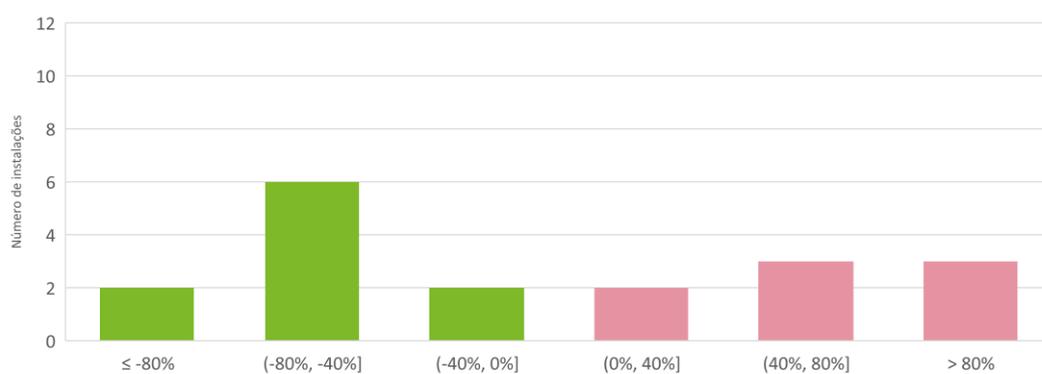
clientes existentes. A extinção desta opção tarifária poderá ser antecipada, se, no decurso do período de regulação, deixarem de existir clientes faturados nesta opção tarifária.

Numa análise aos perfis de consumos destas 18 instalações, e tendo por base as tarifas atualmente em vigor, verifica-se que apenas oito dessas instalações se encontram bem posicionadas na opção de Curtas Utilizações, sendo que, para as restantes 10 instalações, outras opções tarifárias apresentam-se como sendo mais favoráveis.

O impacte tarifário da eliminação da tarifa de Curtas Utilizações nestas 18 instalações, quer ao nível da tarifa de Acesso às Redes, quer ao nível da tarifa de Venda a Clientes Finais (tarifa de fornecimento supletivo) apresenta-se nas figuras seguintes.

Na Figura 3-3 apresenta-se distribuição dos impactes (em %) na faturação da tarifa de Acesso às Redes, para as 18 instalações analisadas, assumindo a eliminação da tarifa de Curtas Utilizações e onde cada uma dessas instalações opta pela opção tarifária mais favorável, excluindo a opção de Curtas Utilizações. A sombreado verde estão identificadas as instalações onde existe uma redução na faturação em causa, ou seja, as 10 instalações que estão atualmente mal posicionadas na opção de Curtas Utilizações. A sombreado rosa estão identificadas as restantes oito instalações onde existe um agravamento da faturação com a eliminação da tarifa de Curtas Utilizações.

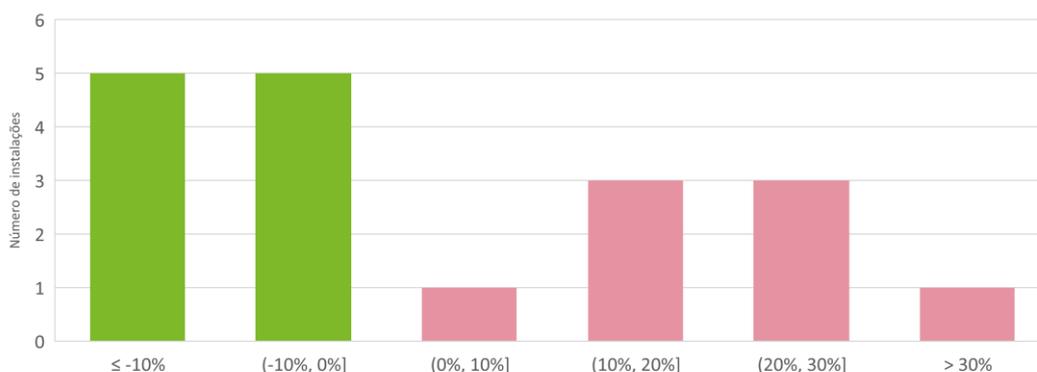
**Figura 3-3 - Impacte na faturação das Tarifas de Acesso às Redes (18 instalações)**



Para as instalações em causa, em MP e em BP>, o peso da componente do acesso na faturação final é inferior a 30%, representando em termos médios cerca de 11% nas instalações em MP e 29% nas

instalações em BP>. Na Figura 3-4 é feita uma análise análoga à apresentada na figura anterior, mas onde se avalia o impacto na faturação total dos clientes.

Figura 3-4 - Impacte na faturação total (18 instalações)



Verifica-se a existência de algum impacto na faturação das oito instalações nas quais a opção tarifária de Curtas Utilizações é a melhor opção, com base nas tarifas atualmente em vigor e tendo como base os perfis de consumo de 2021. Em termos de faturação da componente de acesso às redes esse impacto é superior a 30% para uma das oito instalações em causa, situa-se entre 10% e 30% para seis instalações e é inferior a 10% em uma das oito instalações.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

8. Alteração dos artigos 25.º, Quadro 6; 28.º; 91.º, Quadro 8; 92.º, Quadro 9.
9. Eliminação do nº 4 do artigo 171.º.
10. Aditamento do artigo 220.º A.

### 3.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS APLICÁVEIS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

#### RESUMO DA PROPOSTA

Adoção da designação “tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo” como referência tarifária, aplicável nas situações de fornecimento pelos comercializadores de último recurso

retalhistas (CURr) não abrangidas pelas tarifas transitórias e eliminação do mecanismo de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

Adicionalmente, altera-se a definição relativa aos proveitos da atividade de comercialização de último recurso, substituindo nas referências ao sobreproveito a alusão ao agravamento tarifário decorrente da extinção de tarifa de Venda a Clientes Finais pela menção ao diferencial de equilíbrio com o mercado livre, decorrente da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo.

## **ENQUADRAMENTO**

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, que estabeleceu o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>. Desde essa data, as tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se extintas, desde julho de 2012, outubro de 2020 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

Em 2012, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, previu um regime extinção de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, de forma gradual, estabelecendo um período transitório no qual há obrigação de fornecimento pelos comercializadores de último recurso a estes clientes finais. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> (BP<) vigoram até 31 de dezembro de 2025. De notar que, nos termos do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, é possível os clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> aderirem ao regime de tarifa regulada de venda de gás natural, contrariando o impedimento de regresso ao mercado regulado, ao abrigo deste regime excecional e temporário, o qual se mantém até 31 de dezembro de 2025.

A redação vigente do RT já só refere a existência de tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em BP, a clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. Todavia, mantêm-se referências à aplicação de um fator de agravamento, nos termos da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, na redação da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, que foram aplicáveis na determinação das tarifas transitórias em BP>, que é necessário eliminar. De referir, ainda, que às tarifas transitórias em BP< não é aplicável qualquer fator de agravamento.

Importa sinalizar que, mesmo após a extinção das tarifas transitórias, há situações de aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais pelos comercializadores de último recurso retalhistas, em todos os níveis de pressão. Estas situações estão previstas para a obrigação de fornecimento aos clientes finais economicamente vulneráveis que o pretendam e para o fornecimento supletivo, que são constituídas pelas situações de impedimento da atuação do comercializador ou em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado <sup>9</sup>.

Nestas situações de fornecimento supletivo, tipificadas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, os CURr aplicam o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa social de fornecimento de gás, nos termos do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na sua redação atual <sup>10</sup>. Nestes termos, a tarifa de fornecimento supletivo resulta da soma da tarifa de Acesso às Redes com a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização. De notar, que a tarifa de Energia pode incluir um diferencial para o mercado livre, sendo este um elemento essencial para manter condições de funcionamento do mercado regulado, dada a impossibilidade de replicabilidade das condições de aprovisionamento existentes para o comercializador de último recurso retalhista, em particular, decorrentes da existência dos contratos *take or pay*.

A eliminação do mecanismo de agravamento das tarifas transitórias determina que o montante do sobreproveito deixe de ser determinado pelo agravamento aplicado à tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais. Este montante passa a decorrer do diferencial de equilíbrio com o mercado livre, decorrente da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo. Desta forma, importa alterar a redação do RT em conformidade.

De notar que, ao nível tarifário, não há diferença de preços nas tarifas aplicáveis pelo comercializador de último recurso, independentemente da tipificação da situação que gera a obrigação de fornecimento supletivo. Todavia, como decorre do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), há procedimentos distintos de atuação do CURr, designadamente no que respeita ao período de permanência contratual destes clientes no mercado regulado.

Para efeitos da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo as tarifas de comercialização aplicáveis distinguem-se em função dos seguintes escalões de consumo: para

---

<sup>9</sup> Nos termos do artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 62/2020.

<sup>10</sup> Artigo 65.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 62/2020.

consumos em BP< inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>(n) e para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>(n). O artigo 97.º do RT foi clarificado neste sentido.

Adicionalmente, a existência de tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP<, com preços diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelos comercializadores de último recurso retalhistas. Atualmente este cálculo já é efetuado, no entanto, não se encontra devidamente explicitado no RT, tornando-se assim necessária a criação de um artigo que apresente a metodologia de cálculo dos ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo.

#### PROPOSTA

Considerando o exposto, propõe-se a eliminação da condição de agravamento das tarifas transitórias, no qual o mecanismo era aplicável, e assegurar a harmonização da designação da tarifa aplicável pelo CURr, após a extinção das tarifas transitórias.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

11. Alterar os artigos: 15.º, n.º 20; 16.º, n.º 1, al. c), n.º 4 e 5; 38.º, n.º 1, n.º 2; 42.º, n.º 4; 97.º, n.º 1 e 2; 109.º, n.º 6 e 7; 127.º, n.º 4 e 6; 142.º, n.º 1; 159.º, n.º 5.
12. Eliminar o artigo 38.º, n.º 3 e n.º 4; 158.º, n.º 5; 173.º, n.º 5 e 219.º.
13. Aditar 13.º, al. c1); 24.º-A; 158.º, n.º 6 e 174.º-A.

## 4 MECANISMO DE TROCAS REGULADAS

### RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a eliminação do atual “Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL)”, criado através do [Despacho n.º 10422/2010](#) e alterado através da [Diretiva n.º 11/2013](#). Este mecanismo está previsto no artigo 150.º do RT.

### ENQUADRAMENTO

O RT prevê, no artigo 150.º, o “Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL)”, com o objetivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do SNG, detentor dos contratos em regime de *take or pay*, celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de julho, e os comercializadores entrantes, no âmbito da sua atividade de comercialização a clientes.

A norma complementar em vigor, aprovada pela ERSE através do [Despacho n.º 10422/2010](#), de 22 de junho, alterada pela [Diretiva n.º 11/2013](#), de 26 de junho, estabelece que poderão utilizar este mecanismo os comercializadores e os clientes que sejam agentes de mercado, nos termos definidos pelo RRC e que, isoladamente ou em conjunto, pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás maior ou igual a 2 TWh, sendo o gestor técnico global do SNG o responsável pela garantia de operacionalização do mecanismo.

A quantidade anual mínima acima referida pode dizer respeito a mais do que um agente de mercado, caso em que a utilização do mecanismo de incentivo é efetuada através de um agente de mercado com o estatuto de agregador.

Atendendo à dimensão e nível de informação dos agentes envolvidos, na criação deste mecanismo considerou-se desejável que as trocas de GNL se realizassem mediante acordo entre as partes interessadas, constituindo o mecanismo uma utilização de último recurso nas situações em que não fosse possível o acordo negociado de forma livre entre as partes. O recurso a este mecanismo regulado permite ainda o estabelecimento de condições complementares, negociadas livremente entre as partes no âmbito das condições particulares do contrato de trocas reguladas de GNL.

A utilização do mecanismo importa o pagamento ao comercializador do SNG, por parte do agente de mercado ou do agregador, consoante o caso, do preço de trocas reguladas de GNL, aplicável ao volume total de GNL entregue ao comercializador do SNG no terminal de Sines, nos termos do artigo 9.º do [Despacho n.º 10422/2010](#).

Desde a sua criação, este mecanismo nunca foi utilizado pelos agentes de mercado.

#### **PROPOSTA**

A ERSE propõe a eliminação do “Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL)”, atualmente previsto no artigo 150.º do RT, tendo como base para a sua decisão o facto deste mecanismo não ter sido nunca utilizado desde a sua criação.

Não se preveem impactes ao nível dos vários agentes de mercado uma vez que atualmente estes têm alternativas para a aquisição de gás, através dos mercados organizados (MIBGAS). Importa também referir que a eliminação deste mecanismo em nada prejudica a eventual aplicação de mecanismos regulados de contratação que o RRC atualmente já prevê.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

14. Eliminar o artigo 150.º.
------------------------------

## 5 PROVEITOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

### 5.1 INCENTIVO À OTIMIZAÇÃO DAS PREVISÕES DE PROCURA

#### RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a aplicação de um Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP) nos PDIRDG. Este incentivo tem como objetivo sinalizar às empresas a tomada de decisões economicamente racionais de investimento, numa perspetiva sistémica de longo prazo, responsabilizando as mesmas pelos seus pressupostos de evolução da procura de gás (energia e número de clientes), que sustentam os investimentos considerados nos PDIRDG aprovados, não pondo em causa o seu equilíbrio económico e financeiro e visando atuar, preventivamente, em situações que reflitam tendências e não conjunturas.

Para este fim, o IOPP premiará ou penalizará as empresas (de forma simétrica) pelos desvios de energia existentes entre as previsões que efetuaram no âmbito dos PDIRDG e os valores reais posteriormente verificados.

O IOPP agora proposto terá as seguintes regras de aplicação:

3. O incentivo é aplicado com discriminação por ORD.
4. O seu efeito é preventivo, sendo apenas aplicado a partir do primeiro PDIRDG submetido e aprovado posteriormente à entrada em vigor do IOPP agora proposto.
5. O valor de energia total considerada como referência corresponde à soma dos valores anuais de energia previstos no PDIRDG para cada período do incentivo (período de 4 anos).
6. O desvio de energia é calculado pela diferença entre o valor de energia total de referência prevista por cada empresa nos PDIRDG aprovados e o novo valor de energia total, atualizado com valores reais.

Para que não seja um fator de instabilidade e atue principalmente na tendência de evolução do setor e não em fatores conjunturais:

1. É definida uma banda neutra de não aplicação do incentivo, que se propõe seja de  $\pm 10\%$  de desvio dos valores de energia e que reflita a volatilidade média histórica.

2. O valor de energia total considerada no mecanismo é atualizado anualmente, substituindo os valores anuais previstos nos PDIRDG pelos valores reais de procura, mantendo os valores previstos no PDIRDG para os anos remanescentes do período de regulação.

Para que não seja posto em causa o equilíbrio económico-financeiro das empresas:

1. O incentivo é aplicado até limites Máximo e Mínimo, que se propõe sejam de  $\pm 20\%$  de desvios dos valores de energia.
2. Ao desvio de energia está associada uma bonificação/penalização limitada de  $\pm 0,5\%$ , a aplicar ao ativo remunerado, Regulated Asset Base<sup>11</sup> (RAB).
3. Em função do desvio de energia, a percentagem de bonificação/penalização da taxa de remuneração do RAB apresenta uma variação linear entre os valores máximos e mínimos.

#### ENQUADRAMENTO

O Conselho Tarifário (CT), nos seus pareceres aos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG), tem defendido reiteradamente que “... cada ORD deverá ser responsabilizado pelo rigor da sua previsão de consumo, quer para o consumo regular, quer para os novos pontos de consumo, devendo responder pelos desvios que não sejam justificáveis por alterações imprevistas na estrutura dos consumidores”. Esta recomendação decorre do facto dos Operadores da Rede de Distribuição (ORD) apresentarem uma tendência para sobrestimar as suas previsões de procura como pressuposto para os investimentos propostos. Esta tendência acarreta um risco crescente de custos afundados, decorrente de uma evolução histórica e de previsão de procura de gás decrescente, não acompanhando a evolução dos ativos a remunerar (crescente ou estável) propostos.

O impacto deste risco é maior na atividade de distribuição de gás, uma vez que os ORD continuam a ampliar a sua área de atuação e o peso das redes em MP e BP é, para os consumidores que pagam as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, superior ao peso das infraestruturas em AP, quer nas tarifas de acesso às redes, quer nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais.

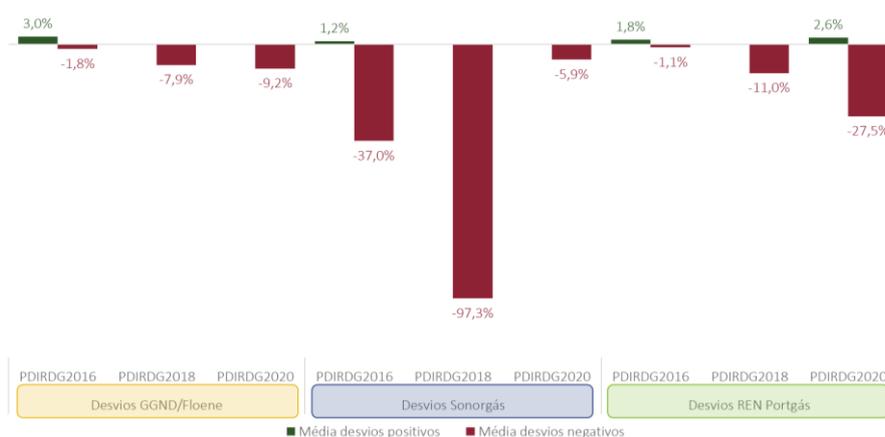
A Figura 5-1 mostra as diferenças (desvios) entre os valores reais de energia distribuída e os valores de energia previstos nos respetivos PDIRDG, para cada grupo económico. As diferenças apresentadas na figura

---

<sup>11</sup> Ativo Líquido de amortizações, de participações e subsídios.

traduzem o valor médio do desvio, segregado entre desvios positivos e desvios no total do intervalo de quatro anos de cada PDIRDG. Por exemplo, o exercício de cálculo dos desvios de energia para o PDIRDG 2018 é feito com dados reais e com dados previstos no PDIRDG 2018 de energia, para os anos de 2019 a 2022<sup>12</sup>. Neste intervalo de tempo, é calculado o desvio anual e posteriormente são calculados dois desvios médios finais: (i) desvio médio positivo, que representa a média dos desvios anuais positivos e o (ii) desvio médio negativo que representa a média dos desvios anuais negativos. Valores negativos de desvio correspondem a valores reais de energia inferiores aos valores previstos nos PDIRDG, assim como, valores positivos de desvio correspondem a valores reais de energia superiores aos valores previstos nos PDIRDG. Desta forma, o valor médio de desvio de -7,9% apresentado para o grupo GGND/Floene para o PDIRDG 2018 corresponde à média dos desvios anuais negativos entre os valores reais de energia entre 2019 e 2022 e os valores previstos no PDIRDG 2018 para os mesmos anos. Este exercício é feito, por grupo empresarial para os PDIRDG 2016, 2018 e 2020.

Figura 5-1 - Desvios entre valores reais de energia distribuída e valores previstos nos PDIRDG

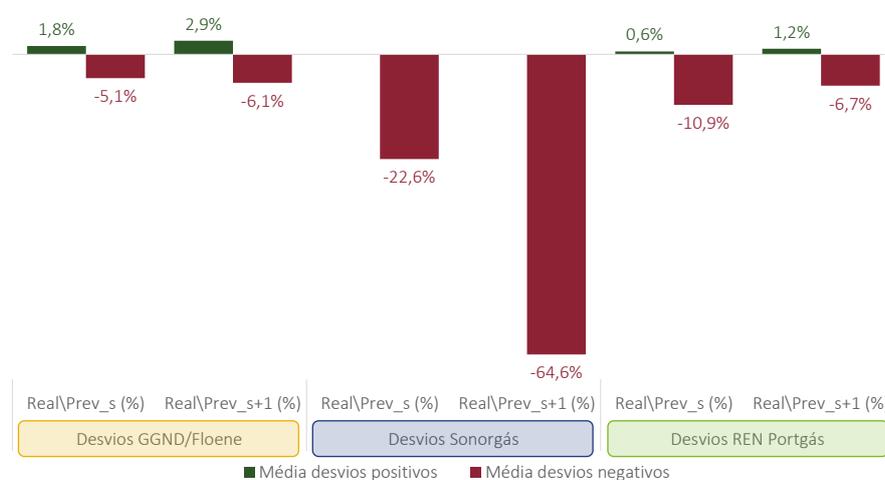


Fonte: ORD, PDIRDG, ERSE

O mesmo exercício foi realizado com os valores previstos pelos ORD nos exercícios anuais de tarifas. Os valores de desvios apresentados na Figura 5-2 foram calculados utilizando os pressupostos descritos anteriormente, para a Figura 5-1, mas utilizando os valores previstos pelos ORD em  $s-1$  para os anos  $s$  e  $s+1$  de tarifas. Foram utilizados os dados dos anos de 2017 a 2022. Uma vez mais, valores negativos de desvio correspondem a valores reais de energia inferiores aos valores previstos, assim como, valores positivos de desvio correspondem a valores reais de energia superiores aos valores previstos.

<sup>12</sup> Os desvios na avaliação do PDIRDG 2016 foram calculados com dados dos anos 2017 a 2021. Os desvios na avaliação do PDIRDG 2020 foram calculados com dados dos anos 2021 e 2022.

Figura 5-2 - Desvios entre valores reais de energia distribuída e valores previstos pelas empresas no processo tarifário para (s) e (s+1)

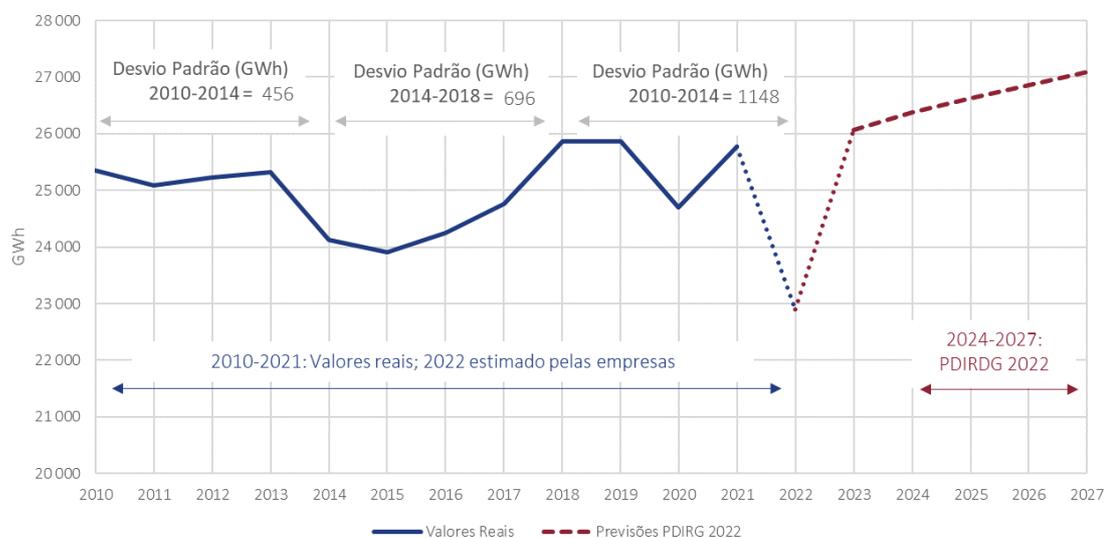


Fonte: ORD, PDIRDG, ERSE

Como se verifica nas figuras anteriores, verifica-se que as empresas tendem a sobrestimar as previsões da procura nos PDIRD (Figura 5-1) e que esta tendência também se verifica nas previsões que os ORD apresentam para tarifas (Figura 5-2).

A Figura 5-3 mostra a evolução da energia total real distribuída e a prevista no PDIRDG 2022, para os anos 2023 a 2027. Verifica-se na Figura 5-3, em termos históricos e agregados, que a procura evoluiu de forma relativamente estável, com um valor médio de desvio padrão 576 GWh, entre 2010 e 2018. Mais recentemente verifica-se que a variação da procura é mais volátil, traduzindo-se num valor de desvio padrão, no período de 2018 a 2022 de 1 148 GWh, superior ao do período anterior. Outra métrica é a taxa de crescimento média anual (TCMA). A TCMA no período de 2010 a 2021 corresponde a 0,1%. Caso se considere o valor provisório de energia de 2022, a TCMA<sub>2010-2022</sub> passa para -0,8%.

Figura 5-3 - Evolução da procura real e previsão no PDIRDG 2022



Fonte: ORD, PDIRDG, ERSE

Nota: O valor de energia do ano 2022 é provisório e está identificado na figura com a curva a tracejado a azul.

Verifica-se que na fase inicial de investimento na rede, até 2014, a  $TCMA_{2010-2014}$  é de +3,4%, no entanto, com tendência decrescente até 2022. Entre 2014 e 2018, observa-se uma TCMA de 2,5% e entre 2018 e 2020 de 1,5%.

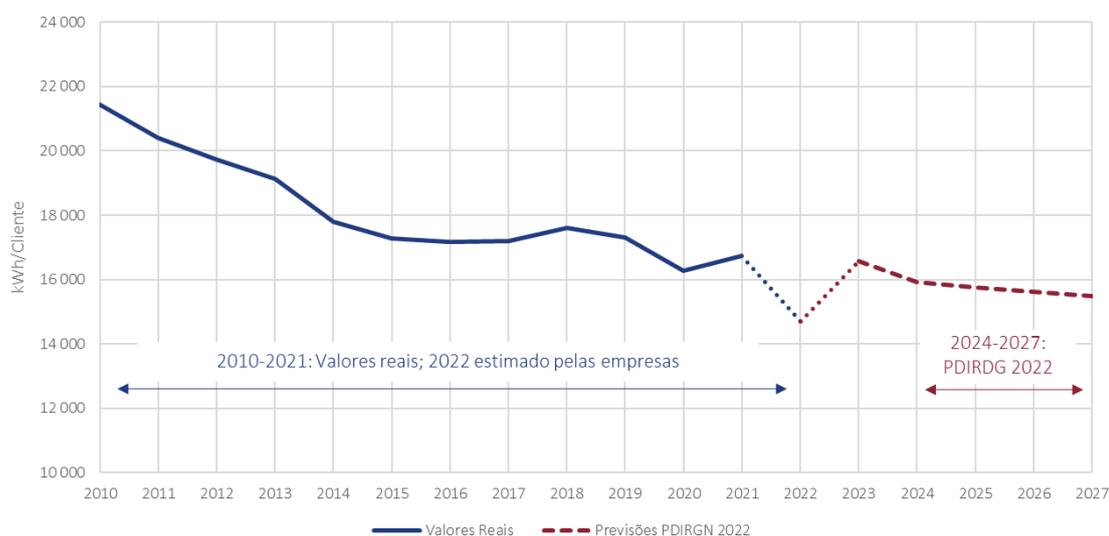
As previsões das empresas no último PDIRDG (2022) apresentam uma perspetiva de crescimento da procura com uma  $TCMA_{2023-2027}$  de 1,0%. Comparando as TCMA reais e as previstas pelos ORD nos PDIRDG 2022, verifica-se que as previsões dos ORD estão em contraciclo com a evolução histórica verificada.

O consumo médio por cliente é um indicador relevante para estimar a sustentabilidade económica da rede, porque influencia a capacidade dos consumidores recuperarem os custos com a rede através das tarifas. A Figura 5-4 mostra a evolução do consumo médio por cliente, com dados reais até 2021 e dados previstos no PDIRDG 2022, até 2027, para o total dos ORD. Uma vez mais, o valor em 2022 corresponde a um valor provisório<sup>13</sup>. Em termos históricos, o consumo médio por cliente apresenta uma tendência decrescente com uma  $TCMA_{2021-2021}$  de -2,2%. Caso se considere o valor provisório de 2022, a  $TCMA_{2010-2022}$  decresce para -3,1%. As previsões das empresas no último PDIRDG (2022) apresentam uma  $TCMA_{2023-2027}$  de -1,0%.

<sup>13</sup> O valor de consumo médio por cliente no ano 2022 é provisório e está identificado na figura com a curva a tracejado a azul.

Estas previsões mantêm a tendência decrescente, no entanto é ligeiramente menos acentuada do que a tendência histórica.

Figura 5-4 - Evolução do consumo médio por cliente real e previsto no PDIRDG 2022



Fonte: ORD, PDIRDG, ERSE

A Figura 5-5 mostra a evolução do RAB total remunerado<sup>14</sup> e da previsão de investimento proposto pelos ORD no PDIRDG 2022, para os anos 2024 a 2027. Verifica-se que este evoluiu de forma estável, entre 2010 e 2021, com uma TCMA de +0,3%, acima da taxa de crescimento da procura. Caso se considere o valor provisório de 2022, a TCMA<sub>2010-2022</sub> mantém-se nos 0,3%.

<sup>14</sup> O valor de RAB do ano 2022 é provisório e está identificado na figura com a curva a tracejado a azul.

Figura 5-5 - Evolução do RAB remunerado e do investimento proposto no PDIRDG 2022

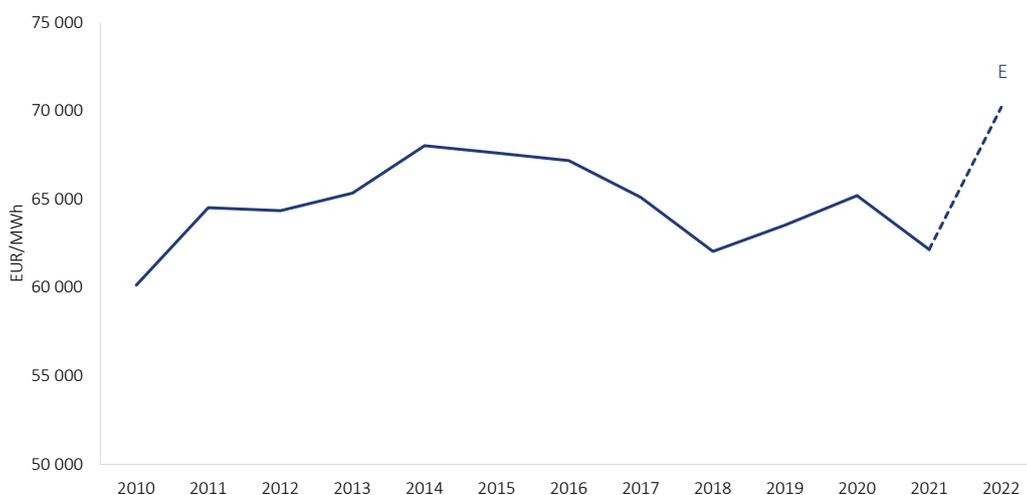


Fonte: ERSE

As previsões das empresas no último PDIRDG (2022) apresentam uma perspetiva de crescimento do RAB em linha com a fase de investimento inicial da rede, de +1,2%, até 2027, em oposição com o verificado nos últimos anos e em contraciclo com a evolução histórica da procura de gás.

O desacoplamento entre a evolução dos investimentos entrados em exploração e a procura gera um aumento do peso dos investimentos a remunerar por unidade de energia fornecida aos consumidores, tal como se pode observar na Figura 5-6, criando, conseqüentemente, pressão tarifária.

Figura 5-6 - Evolução do RAB unitário (EUR/MWh)



Fonte: ERSE, ORD;  
Nota: E- Estimativa

## PROPOSTA

Atendendo ao facto de que: i) os ORD tendem a sobrestimar as suas previsões da procura como justificação para os investimentos propostos nos PDIRDG e que essa tendência contribui para o risco crescente de custos afundados face a uma evolução da procura de gás descendente; e ii) que o CT, nos seus pareceres aos PDIRDG, tem reiteradamente defendido que “Cada ORD deverá ser responsabilizado pelo rigor da sua previsão de consumo...”; a ERSE propõe a aplicação de um Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos PDIRDG (IOPP) a aplicar aos operadores da rede de distribuição.

Este incentivo tem como objetivo sinalizar preventivamente às empresas a tomada de decisão economicamente racional de investimento, numa perspetiva sistémica de longo prazo, responsabilizando-as pelas suas previsões de evolução de procura de gás, que sustentam os investimentos propostos nos PDIRD. O mecanismo que lhe está implícito é acionado em situações tendenciais e não conjunturais, potenciando uma partilha de parte do risco da procura entre os consumidores e os ORD, sem, todavia, pôr em causa o equilíbrio económico e financeiro desses últimos.

O IOPP proposto terá as seguintes regras de aplicação:

1. O incentivo é **aplicado por ORD**, por forma a responsabilizar cada ORD pelos seus pressupostos de investimento e evolução de procura de gás.
2. O seu efeito é preventivo, sendo **aplicado a partir do primeiro PDIRDG submetido e aprovado posteriormente à entrada em vigor do IOPP agora proposto**.
3. O valor de energia total considerada como referência (**energia total de referência**) corresponde à soma dos valores anuais previstos no PDIRDG para cada ano do incentivo, para um período de 4 anos (duração semelhante à do período de regulação). Caso os PDIRDG sejam submetidos e aprovados de acordo com o calendário previsto (de dois em dois anos), a energia total de referência inclui sempre os valores mais recentes de energia previstos em dois PDIRDG consecutivos (os dois primeiros anos de cada PDIRDG consecutivos – ver Figura 5-8)<sup>15</sup>.
4. O desvio é calculado pela diferença entre o valor de energia total de referência prevista pelas empresas nos PDIRDG aprovados e o novo valor de **energia total**, atualizado com valores reais.

---

<sup>15</sup> Caso um segundo PDIRDG não seja aprovado, o período de quatro anos considerado é o que corresponde ao último PDIRDG aprovado. Caso não haja nenhum PDIRDG aprovado, os investimentos propostos para expansão e desenvolvimento de infraestruturas não deverão ser considerados para efeitos tarifários.

Para que não seja um fator de instabilidade e atue principalmente na tendência de evolução do setor e não em circunstâncias conjunturais:

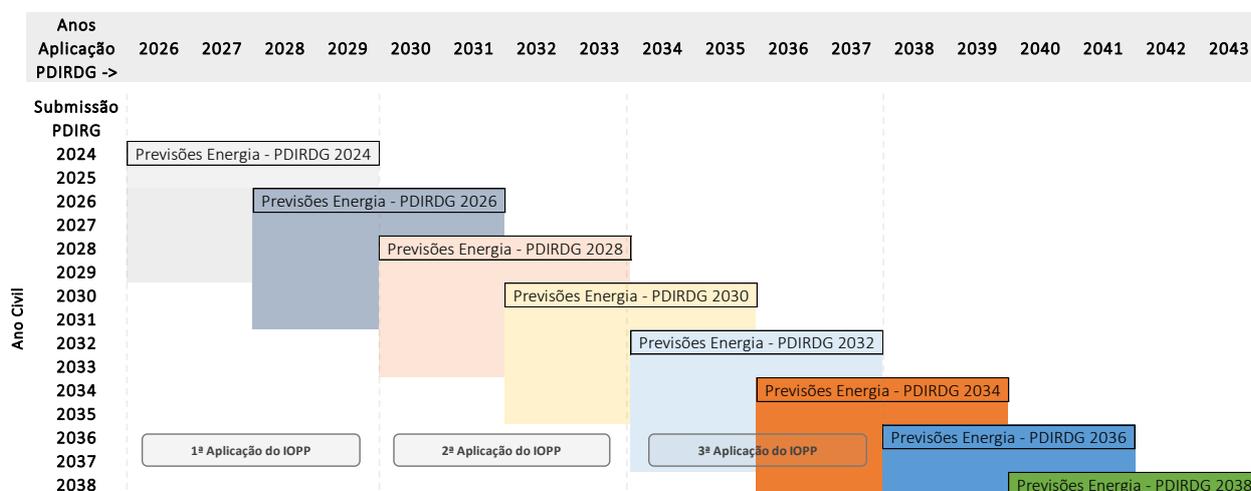
1. É definida uma **banda neutra de não aplicação** do mecanismo, que reflete a volatilidade média histórica. Os valores que definem a banda neutra são definidos com base numa análise estatística dos dados históricos de desvios de energia.
2. A **energia total de referência** e a **energia total** são calculadas para um intervalo de quatro anos, por forma a minimizar o efeito da volatilidade anual de energia na avaliação do desvio de energia considerado no IOPP.
3. O valor de energia total considerada no **mecanismo é atualizado anualmente**, substituindo os valores anuais previstos nos PDIRDG pelos valores reais de procura, mantendo os valores previstos no PDIRDG para os anos remanescentes do período de regulação (ver Figura 5-8).

Para que não seja posto em causa o equilíbrio económico-financeiro das empresas:

1. O incentivo é aplicado com **limites Máximo e Mínimo** de desvio, que correspondem a valores extremos, médios históricos de desvios de energia. À semelhança dos valores que definem a banda neutra de atuação, também os valores limite são definidos com base numa análise estatística dos dados históricos de desvios de energia.
2. Quer os valores do **limite Máximo e Mínimo**, quer os valores da **banda neutra** de atuação do mecanismo, podem ser revistos em função dos resultados estatísticos atualizados com novos valores reais de energia.
3. Ao desvio de energia está **associada uma bonificação/penalização**, em **percentagem**, a aplicar ao RAB, que **está limitada** de forma a refletir os desvios máximo esperados, que decorrem da aplicação da regulação por incentivo, segundo análise aos desvios de rentabilidade observados no passado.
4. Em função do desvio de energia calculado, a **percentagem de bonificação/penalização da taxa de remuneração do RAB apresenta uma variação linear** entre os valores máximos e mínimos.

A Figura 5-7 ilustra a correspondência entre o calendário de submissão e de aplicação dos PDIRDG com a aplicação do IOPP. Nesta figura, os anos apresentados em coluna representam os anos de submissão dos PDIRDG e os anos apresentados em linha representam os anos de previsão de energia contidos nos respetivos PDIRDG. Desta forma e em termos exemplificativos, o PDIRDG submetido em 2024 prevê quantidades para os anos 2026 a 2029 e será objeto de avaliação pelo 1º IOPP.

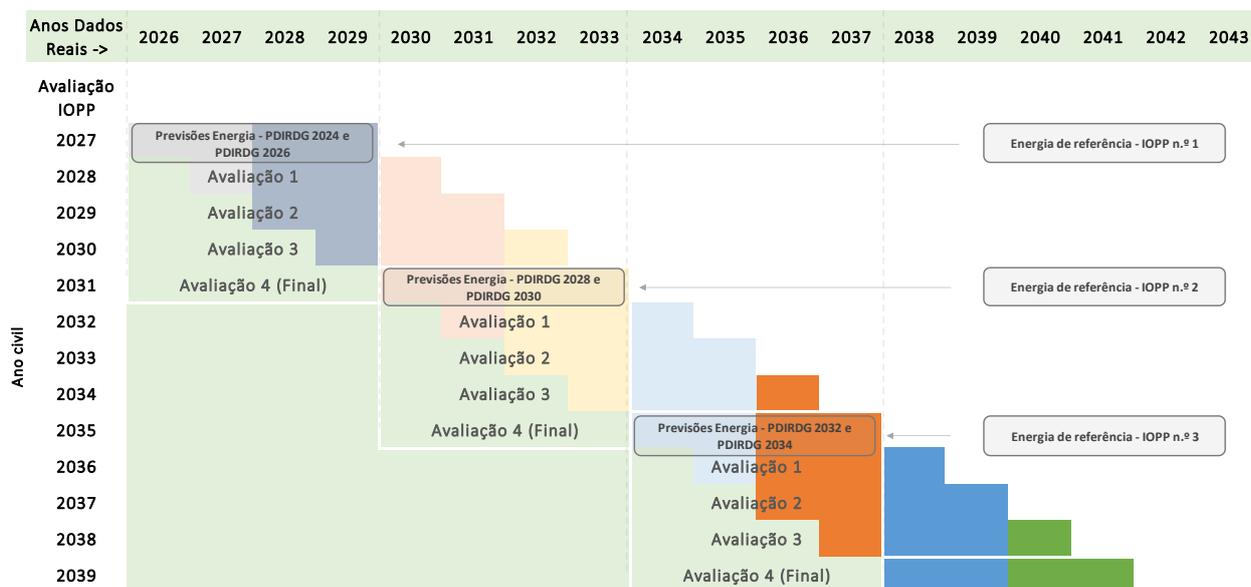
Figura 5-7 - Calendário de submissão e aplicação dos PDIRDG e correspondência com o IOPP



A Figura 5-8 ilustra a relação entre os PDIRDG aprovados e o calendário de avaliação do IOPP. Nesta figura, os anos apresentados em coluna representam os anos de avaliação do IOPP e os anos apresentados em linha, representam os anos com valores reais de energia. Desta forma, e em termos exemplificativos, o PDIRDG submetido em 2024, com previsões de energia para os anos de 2026 a 2029, só tem o primeiro valor real de energia (2026) no ano 2028.

De acordo com a metodologia agora proposta de IOPP, é necessária a verificação de duas condições para a aplicação do mesmo, a saber: (i) **existência de pelo menos um PDIRDG aprovado** e (ii) **a existência de valores reais de energia**, em pelo menos um dos anos previstos nesse PDIRDG. Só quando estas duas condições se verificam é que o mecanismo pode ser aplicado. Tomando como exemplo a 1ª aplicação do IOPP (ver Figura 5-7 e Figura 5-8), caso o PDIRDG, submetido em 2024, fosse aprovado em 2025, o mecanismo não poderá ser aplicado imediatamente no ano de 2025, uma vez que o primeiro ano de previsão de quantidades previstas nesse PDIRDG se inicia apenas em 2026. Considerando que os valores de energia reais do ano 2026 só são conhecidos em 2028, apenas nas tarifas do ano gás 2028-2029, é que o mecanismo poderá ser aplicado pela primeira vez. Nesta data, o 1.º IOPP irá considerar como valor de **energia total de referência** a soma da energia dos anos 2026 e 2027, prevista no PDIRDG 2024, com a soma da energia dos anos 2028 e 2029, prevista no PDIRDG 2026. Caso o PDIRDG 2026 não seja aprovado até 2028, o valor de **energia total de referência** irá ser calculado apenas com os valores previstos no PDIRDG 2024.

Figura 5-8 - Calendário de avaliação do IOPP



Por fim, a última avaliação e final do IOPP n.º 1, ocorreria em 2031 (para o ano gás 2031-2032), quando o desvio de energia seria calculado pela diferença entre o novo valor de **energia real total** (de 2026 a 2029) e o valor de **energia total de referência** previsto pelas empresas nos PDIRDG 2024 e 2026. Nesta última avaliação todos os valores de energia dos anos 2026 a 2029 já são conhecidos e por isso o desvio de energia representa o desvio global entre os valores reais de energia e os valores previstos nos PDIRDG considerados nesse período. Uma vez mais refira-se que a aplicação do IOPP, é sempre realizada com discriminação por ORD.

O rácio entre o valor de **energia total de referência** e o valor de **energia real total** será utilizado para verificar se o IOPP atua ou não.

Como foi referido, será definida uma banda neutra de não aplicação do mecanismo, que reflete a volatilidade média histórica, assim como um teto máximo de atuação. Com o objetivo de definir os parâmetros de limite para a banda neutra e limite máximo de desvio, foram analisados os desvios percentuais absolutos entre a **energia real total** e a **energia total de referência** previstas pelas empresas nos PDIRDG 2016 e 2018. Estes valores são apresentados no Quadro 5-1. O Quadro 5-2 apresenta os percentis dos desvios absolutos apresentados no Quadro 5-1.

**Quadro 5-1 - Desvios percentuais absolutos entre os valores reais e valores de energia total de referência previstos pelas empresas nos PDIRDG 2016 e 2018**

Desvio acumulado Real/PDIRDG <sub>2016</sub> em valor absoluto					Desvio acumulado Real/PDIRDG <sub>2018</sub> em valor absoluto				
ORD	2018	2019	2020	2021	ORD	2019	2020	2021	2022
Beiragás	6,7%	11,4%	11,5%	12,2%	Beiragás	1,6%	6,8%	11,5%	17,6%
Dianagás	0,1%	0,9%	1,8%	2,6%	Dianagás	1,1%	2,0%	2,7%	4,7%
Sonorgás	0,1%	3,1%	13,0%	28,6%	Sonorgás	8,5%	22,0%	35,3%	49,4%
Duriensegás	2,3%	4,7%	4,5%	4,4%	Duriensegás	0,2%	2,1%	4,2%	10,3%
Lisboagás	0,4%	0,6%	1,1%	2,4%	Lisboagás	0,2%	2,1%	3,7%	7,1%
Lusitaniagás	1,7%	3,5%	4,0%	6,3%	Lusitaniagás	0,4%	0,6%	0,3%	0,7%
Medigás	3,4%	5,5%	4,3%	3,1%	Medigás	1,3%	5,8%	10,6%	14,3%
Paxgás	0,9%	2,4%	4,2%	4,9%	Paxgás	0,7%	1,8%	2,0%	0,7%
REN Portgás	0,6%	1,1%	0,8%	1,2%	REN Portgás	0,7%	2,1%	2,9%	9,0%
Setgás	1,3%	2,1%	2,3%	1,9%	Setgás	0,7%	1,8%	3,6%	6,2%
Tagusgás	1,3%	1,4%	0,9%	4,4%	Tagusgás	1,6%	4,7%	8,8%	17,4%

Fonte: ORD, PDRIG, ERSE

**Quadro 5-2 - Percentis dos desvios absolutos entre os valores reais e os valores de procura total de referência previstos pelas empresas nos PDIRDG 2016 e 2018**

Percentil	Desvio acumulado Real/Previsões		
	PDIRDG 2016 e PDIRDG 2018	PDIRDG 2016	PDIRDG 2018
10%	0,6%	0,7%	0,6%
15%	0,7%	0,9%	0,7%
20%	0,9%	1,0%	0,7%
25%	1,2%	1,2%	1,2%
30%	1,4%	1,3%	1,6%
35%	1,8%	1,7%	1,8%
40%	2,0%	1,9%	2,0%
45%	2,1%	2,3%	2,1%
50%	2,5%	2,4%	2,8%
55%	3,1%	2,9%	3,7%
60%	3,8%	3,3%	4,6%
65%	4,4%	3,9%	5,7%
70%	4,7%	4,3%	6,8%
75%	5,9%	4,5%	8,6%
80%	7,0%	4,8%	9,6%
85%	10,3%	5,9%	11,1%
90%	11,7%	10,0%	16,5%
95%	17,5%	12,1%	21,3%

Fonte: ORD, PDRIG, ERSE

Com base na informação apresentada no Quadro 5-2, verifica-se que 15% dos maiores desvios (percentil 85) apresenta valores de desvios absolutos de 10,3%. Também se verifica que os 5% maiores desvios (percentil 95) apresenta valores de desvios absolutos de 17,5%.

Com base nesta análise propõe-se que os desvios de energia tenham os seguintes parâmetros:

- Limite Mínimo = 10% (≈ percentil 85%).
- Limite Máximo = 20% (≈ percentil 95%).

- Reavaliação destes limites no início de cada período de regulação.
- Estes valores Limite mantêm-se constantes, durante o período de regulação.

Com base nestes parâmetros, o IOPP é aplicável para **desvios de energia superiores a  $\pm 10\%$**  até um **máximo de  $\pm 20\%$** . **Entre 0 e  $\pm 10\%$  não há lugar à aplicação do IOPP**, correspondendo à banda neutra de atuação.

Entre os limites da banda de atuação do mecanismo, será aplicada uma bonificação/penalização da taxa de remuneração do RAB, que terá uma bonificação máxima no limite máximo da banda de variação de energia e uma penalização máxima no limite mínimo da banda de variação de energia. Tendo em conta o caráter inovador deste incentivo e o objetivo de manter o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, entendeu-se definir um ponto médio de  $\pm 0,25\%$  para a bonificação/penalização, em linha com os valores mínimos de metas de eficiência e inferior aos desvios históricos entre o valor da taxa de remuneração do RAB definida pela ERSE e o valor do RoR (rentabilidade do capital empregue) regulatório das empresas. No Quadro 5-3 são apresentados as estatísticas globais dos desvios entre o RoR regulatório e o RoR ERSE (WACC)<sup>16</sup>. Pode-se observar que, para o período 2017 a 2021, os valores estão compreendidos entre  $-0,98\%$  e  $0,70\%$ , por via da regulação por incentivos. A bonificação/penalização na taxa de remuneração proposta,  $+0,5\%$ , situa-se dentro destes intervalos extremos.

**Quadro 5-3 - Desvios entre RoR regulatório e RoR ERSE (WACC)**

RoR Regulatório - RoR ERSE (2017-2021)					
Média Global	Percentil 25	Mediana	Percentil 75	Mínimo Global	Máximo Global
-0,09%	-0,16%	-0,07%	0,07%	-0,98%	0,70%

Fonte: ORD, ERSE

No Quadro 5-4 é apresentada a proposta de parâmetros para o IOPP.

---

<sup>16</sup> As diferenças entre as taxas de remuneração definidas pela ERSE podem dever-se à capacidade das empresas atingirem as metas de eficiência definidas pela ERSE (o efeito “regulação por incentivos”), mas também a outros efeitos como sejam desvios de faturação, sendo estes últimos efeitos tendencialmente nulos a prazo.

Quadro 5-4 - Parâmetros do IOPP

Parâmetros do IOPP		
	Min	Max
Banda neutra de variação de energia	-10%	10%
Limites da banda de variação de energia	-20%	20%
Limites de penalização/bonificação WACC	-0,50%	0,50%

É de realçar que, apesar do desenho e da calibração do incentivo terem sido realizados de forma a que o equilíbrio económico e financeiro dos operadores de rede de distribuição não seja posto em causa, este incentivo não deixa de ter um ligeiro impacto no custo de capital, que foi tido em conta na proposta de parâmetros a aplicar no período de regulação que se iniciará em 2024.

#### IMPACTO ECONÓMICO

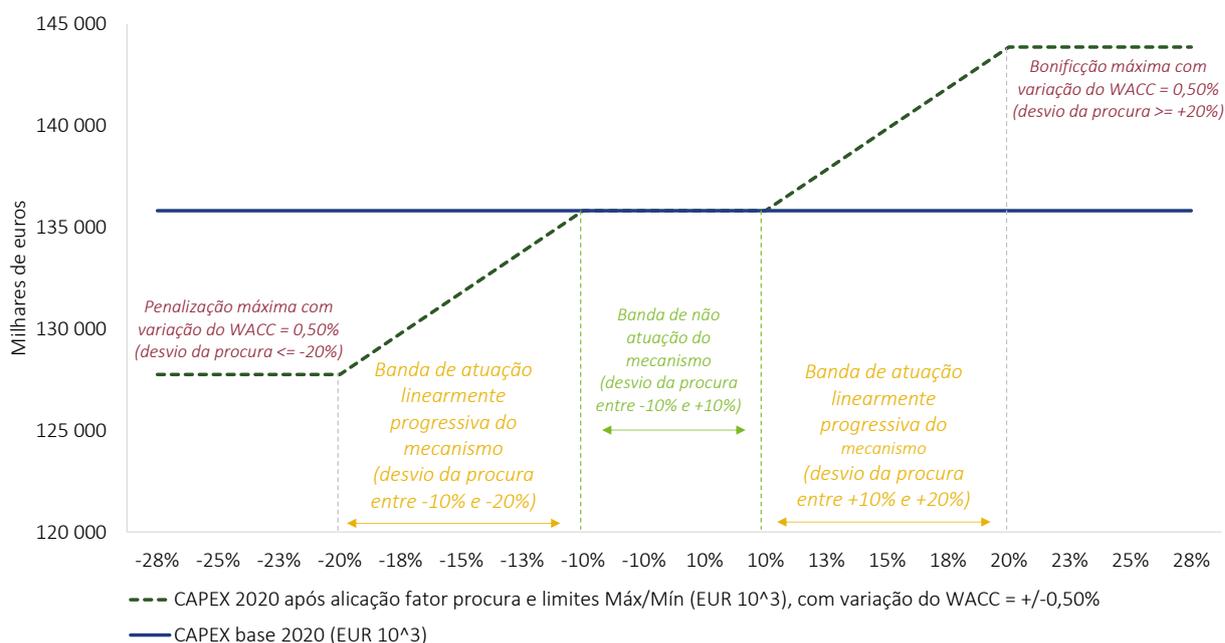
A Figura 5-9 mostra os valores de CAPEX<sup>17</sup> do agregado dos ORD, em euros, em função da aplicação da taxa de bonificação/penalização do IOPP em função do desvio de energia.

A curva a verde ilustra o efeito do mecanismo no CAPEX para o total dos ORD, considerando dados meramente teóricos, mas em linha com os atuais valores de CAPEX. Como se verifica, caso fosse aplicado o IOPP, o valor de CAPEX iria variar em função dos desvios verificados. Com uma variação do de  $\pm 0,5\%$  da taxa de remuneração, o CAPEX varia  $\pm 8,1$  milhões de euros, cerca de  $\pm 5,9\%$  do CAPEX total dos ORD.

---

<sup>17</sup> Do inglês, *Capital Expenditure*, que se refere a custos com o capital (remuneração e amortização do ativo).

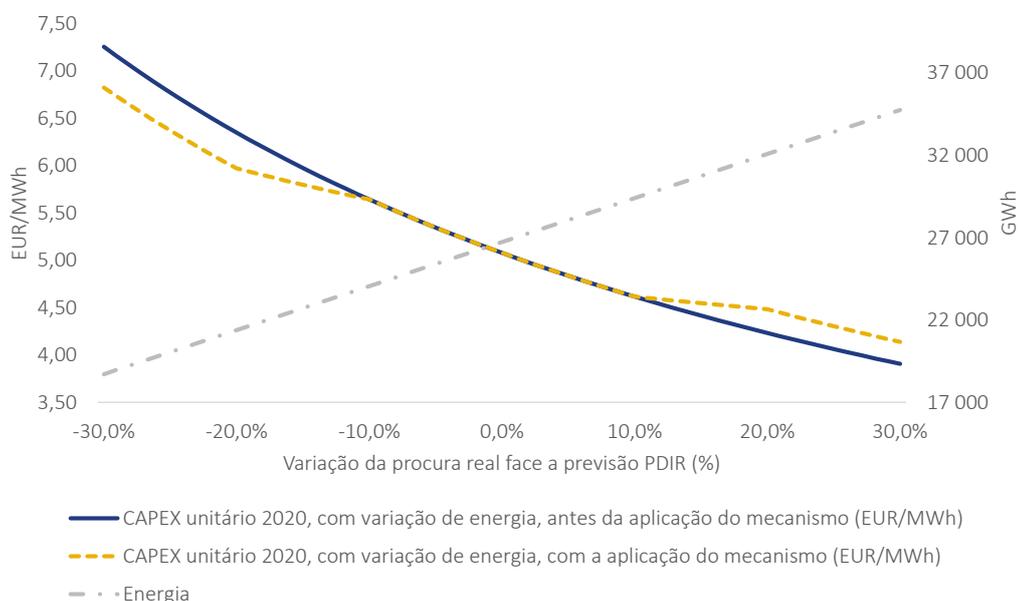
Figura 5-9 - Variação do CAPEX em função da aplicação da taxa de bonificação/penalização, em euros



Fonte: ORD, ERSE

A Figura 5-10 ilustra a evolução do CAPEX unitário, em 2024, em função do desvio de energia apurado no IOPP. A curva a azul ilustra a evolução do CAPEX unitário sem a aplicação do IOPP. A curva amarela ilustra a variação do CAPEX unitário em função de um desvio de energia até  $\pm 30\%$ . Mais uma vez, verifica-se que entre desvios de energia de  $\pm 10\%$  não há qualquer diferença entre as curvas. Para desvios superiores/inferiores a  $\pm 10\%$  o IOPP atua com um teto máximo/mínimo nos  $\pm 20\%$  de desvio de energia.

Figura 5-10 - Evolução do CAPEX unitário em função do desvio de energia do IOPP



Fonte: ORD, ERSE

O Quadro 5-5 ilustra a variação do CAPEX, por ORD, caso fosse aplicada uma taxa de bonificação de 0,5% ao WACC, no exercício tarifário 2022-2023. Em termos globais, verificar-se-ia uma variação média do CAPEX de 6%, i.e, 8, 139 milhões de euros. Uma vez que o IOPP tem um funcionamento simétrico, caso a taxa fosse de -0,5%, os valores seriam simétricos.

Quadro 5-5 - Variação do CAPEX com uma taxa de bonificação do WACC de 0,5%, por ORD

Variação do CAPEX com variação do WACC = 0,50%	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Var. CAPEX (%)	5,95%	5,37%	4,89%	6,19%	6,35%	3,97%	3,58%	6,31%	6,32%	4,21%	5,90%	<b>5,99%</b>
Var. CAPEX (10 <sup>3</sup> euros)	299	45	124	2 234	1 270	70	20	2 461	718	496	401	<b>8 139</b>
Proveitos estimados 2023 (T2022-2023)	9 043	2 167	4 560	64 202	30 397	3 040	1 078	55 015	18 369	16 964	10 620	<b>215 456</b>

Fonte: ORD, ERSE

Por forma a ilustrar e clarificar os possíveis impactes futuros com a aplicação do incentivo proposto, foram realizadas duas simulações de aplicação do incentivo com base nos valores previstos de procura de energia do PDIRDG 2016 e do PDIRDG 2018. No Quadro 5-6 *infra* são aprestados os resultados da simulação do incentivo referente ao PDIRDG 2016.

Quadro 5-6 - Simulação da atuação do incentivo com base nas previsões de procura de energia do PDIRDG 2016

Simulação mecanismo com base no PDIRDG <sub>2016</sub>				
<b>Parâmetros da simulação:</b>				
Banda neutra de variação de procura = +/- 10,00%				
Limites da banda de variação de procura = +/-20,00%				
Limites de penalização/bonificação WACC = +/-0,50%				
<b>1) Desvio % entre real e PDIRDG</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Beiragás	6,7%	11,4%	11,5%	12,2%
Dianagás	0,1%	-0,9%	-1,8%	-2,6%
Duriensegás	2,3%	4,7%	4,5%	4,4%
Lisboagás	0,4%	0,6%	-1,1%	-2,4%
Lusitaniagás	1,7%	3,5%	4,0%	6,3%
Medigás	3,4%	5,5%	4,3%	3,1%
Paxgás	0,9%	2,4%	4,2%	4,9%
Setgás	1,3%	2,1%	2,3%	1,9%
Tagusgás	1,3%	1,4%	-0,9%	-4,4%
Sonorgás	-0,1%	-3,1%	-13,0%	-28,6%
REN Portgás	0,6%	1,1%	0,8%	1,2%
<b>2) Desvio % considerado para o mecanismo</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Beiragás		1,4%	1,5%	2,2%
Dianagás				
Duriensegás				
Lisboagás				
Lusitaniagás				
Medigás				
Paxgás				
Setgás				
Tagusgás				
Sonorgás			-3,0%	-10,0%
REN Portgás				
<b>3) Penalização/bonificação % WACC do mecanismo</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Beiragás		0,07%	0,08%	0,11%
Dianagás				
Duriensegás				
Lisboagás				
Lusitaniagás				
Medigás				
Paxgás				
Setgás				
Tagusgás				
Sonorgás			-0,15%	-0,50%
REN Portgás				
<b>4) Penalização/bonificação CAPEX (EUR milhares)</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Beiragás		44	48	62
Dianagás				
Duriensegás				
Lisboagás				
Lusitaniagás				
Medigás				
Paxgás				
Setgás				
Tagusgás				
Sonorgás			-158	-471
REN Portgás				

Fonte: ORD, PDIRDG, ERSE

Pode-se observar nos quatro passos da simulação do PDIRDG 2016, os seguintes resultados:

- 1. Desvio % entre real e PDIRDG:** nesta tabela são apresentados os desvios, para cada ano, entre os valores reais e os valores previstos de energia pelos operadores no PDIRDG. Com base nesta simulação, o incentivo apenas teria atuado para dois operadores: para a Beiragás entre 2019 e 2021 e para a Sonorgás em 2020 e 2021. Os desvios da Beiragás (11,4% em 2019, 11,5% em 2020 e 12,2% em 2021) são desvios positivos, ou seja, os valores reais que ocorreram foram superiores aos valores previstos pela empresa no PDIRDG, e superiores à banda mínima de atuação, de 10%, o que originaria uma bonificação. Os desvios da Sonorgás (-13,0% em 2020 e -28,6% em 2021) são desvios negativos, ou seja, os valores reais que ocorreram foram inferiores aos valores previstos pela empresa no PDIRDG, e na banda de atuação do mecanismo (inferior a -10%) o que originaria uma penalização.
- 2. Desvio % considerado para o mecanismo:** Tendo em conta os limites das bandas de atuação do mecanismo, nesta tabela 2) são apresentados os desvios considerados para cálculo do mecanismo: para a Beiragás os desvios considerados são 1,4% em 2019, 1,5% em 2020 e 2,2% em 2021. Estes

desvios são calculados como a diferença entre os valores observados dos desvios na tabela 1) e o limite mínimo de atuação da banda (10%). Para a Sonorgás os desvios considerados são -3,0% em 2020 e -10,0% em 2021. É de realçar que este último desvio de -10% da Sonorgás em 2020 foi limitado pelo limite máximo da banda de atuação (sem limite máximo, o desvio considerado seria -18,6%);

3. **Penalização/bonificação % WACC do mecanismo:** Com base nos desvios considerados para cálculo do mecanismo, apresentados na tabela 2), na tabela 3 são apresentados as bonificações e penalizações em termos de WACC, que variam linearmente entre 0% e 0,5%, para os desvios da procura entre 10% e 20%. Assim, para a Beiragás seria aplicada uma bonificação de 0,07% em 2019, 0,08% em 2020 e 0,11% em 2021. Para a Sonorgás seria aplicada uma penalização de -0,15% em 2020 e de -0,50% em 2021.;
4. **Penalização/bonificação CAPEX (EUR milhares):** Nesta tabela 4) estão simuladas as bonificações (para a Beiragás) e as penalizações (para a Sonorgás) em termos de CAPEX (milhares de euros) que resultariam da aplicação das bonificações/penalizações do WACC calculadas na tabela 3) anterior. As penalizações variam entre -471 e -158 mil euros, enquanto as bonificações entre 44 e 62 mil euros. É de salientar que estes montantes dependem do valor do RAB, ao qual é aplicada a bonificação/penalização calculada no âmbito do incentivo.

No Quadro 5-7 *infra* são apresentados os resultados da simulação do incentivo referente ao PDIRDG 2018.

Quadro 5-7 - Simulação da atuação do incentivo com base nas previsões de procura de energia do PDIRDG 2018

Simulação mecanismo com base no PDIRDG <sub>2018</sub>									
<b>Parâmetros da simulação:</b>									
Banda neutra de variação de procura = +/- 10,00%									
Limites da banda de variação de procura = +/-20,00%									
Limites de penalização/bonificação WACC = +/-0,50%									
1) Desvio % entre real e PDIRDG	2019	2020	2021	2022	2) Desvio % considerado para o mecanismo	2019	2020	2021	2022
Beiragás	-1,6%	-6,8%	-11,5%	-17,6%	Beiragás			-1,5%	-7,6%
Dianagás	-1,1%	-2,0%	-2,7%	-4,7%	Dianagás				
Duriensegás	0,2%	-2,1%	-4,2%	-10,3%	Duriensegás				-0,3%
Lisboagás	-0,2%	-2,1%	-3,7%	-7,1%	Lisboagás				
Lusitaniagás	0,4%	-0,6%	0,3%	-0,7%	Lusitaniagás				
Medigás	-1,3%	-5,8%	-10,6%	-14,3%	Medigás			-0,6%	-4,3%
Paxgás	0,7%	1,8%	2,0%	-0,7%	Paxgás				
Setgás	-0,7%	-1,8%	-3,6%	-6,2%	Setgás				
Tagusgás	-1,6%	-4,7%	-8,8%	-17,4%	Tagusgás				-7,4%
Sonorgás	-8,5%	-22,0%	-35,3%	-49,4%	Sonorgás		-10,0%	-10,0%	-10,0%
REN Portgás	-0,7%	-2,1%	-2,9%	-9,0%	REN Portgás				
3) Penalização/bonificação % WACC do mecanismo	2019	2020	2021	2022	4) Penalização/bonificação CAPEX (EUR milhares)	2019	2020	2021	2022
Beiragás			-0,07%	-0,38%	Beiragás			-42	-214
Dianagás					Dianagás				
Duriensegás				-0,02%	Duriensegás				-4
Lisboagás					Lisboagás				
Lusitaniagás					Lusitaniagás				
Medigás			-0,03%	-0,21%	Medigás			-4	-28
Paxgás					Paxgás				
Setgás					Setgás				
Tagusgás				-0,37%	Tagusgás				-282
Sonorgás		-0,50%	-0,50%	-0,50%	Sonorgás		-522	-471	-468
REN Portgás					REN Portgás				

Fonte: ORD, PDIRDG, ERSE

Pode-se observar nos quatro passos da simulação do PDIRDG 2018, os seguintes resultados (para uma explicação mais detalhada de cada tabela, ver explicações da simulação anterior relativa ao PDIRDG 2016):

1. Desvio % entre real e PDIRDG: Haveria lugar a atuação do incentivo para cinco dos ORD. Para dois ORD apenas num ano (Duriensegás e Tagusgás), para dois dos ORD em dois anos (Beiragás e Medigás) e para a Sonorgás em 2020, 2021 e 2022;
2. Desvio % considerado para o mecanismo: Para um ORD os desvios são superiores ao limite máximo da banda de aplicação, pelo que os desvios considerados estão limitados a -10,0%;
3. Penalização/bonificação % WACC do mecanismo: Para um ORD, como os desvios são superiores ao limite máximo da banda de aplicação, a penalização está limitada à penalização máxima do WACC (-0,5%);
4. Penalização/bonificação CAPEX (EUR milhares): A penalização depende da bonificação/penalização do WACC e do valor do RAB ao qual é aplicada a bonificação/penalização. Nesta tabela 4) pode-se observar que as penalizações variam entre os 4 mil euros e os 522 mil euros.

É de realçar que na formulação proposta do mecanismo, não haveria lugar a aplicação de duplas bonificações/penalizações para um ano. Nas simulações anteriores, há anos para os quais são feitas simulações das bonificações/penalizações para o mesmo ano, meramente para efeitos de exemplificação. Desta forma, numa aplicação real do mecanismo, tomando como exemplo a Beiragás, para o ano de 2021 foi calculado um desvio de 12,2% com base nas previsões do PDIRDG 2016 e, para o mesmo ano de 2021, um desvio de -11,5% com base nas previsões do PDIRDG 2018. Como a formulação proposta tem em consideração as previsões do PDIRDG mais recente aprovado, seria calculado apenas com o desvio associado ao PDIRDG 2018 para 2021.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

15. Alteração dos artigos 3.º, alíneas d1), h1) e i1) e 113.º, números 7A, 7B, 7C, 7D e 7E.
---

## **5.2 MONITORIZAÇÃO E VALIDAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA**

### **5.2.1 INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA NAS ENTIDADES REGULADAS DO SETOR DO GÁS**

#### **RESUMO DA PROPOSTA**

Propõe-se, à semelhança do RT do setor elétrico, a introdução de um princípio de sustentabilidade da estrutura financeira nas entidades reguladas do setor do gás, assente na monitorização e divulgação pela ERSE de indicadores de caracterização da sua situação económico-financeira. Este princípio tem como objetivo central a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades reguladas.

#### **ENQUADRAMENTO**

De acordo com os seus Estatutos, a ERSE, no desempenho das suas funções, procura assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados, quando geridas de forma adequada e eficiente. A otimização deste objetivo está dependente das opções seguidas na gestão das finanças corporativas. Nomeadamente, os princípios e as condutas que foram seguidas pelas empresas nas suas decisões de financiamento, estruturação dos capitais, decisões de investimento e planeamento financeiro de curto e longo prazo. Neste processo

decisório também cabe às empresas reguladas adotar práticas que assegurem a sua capacidade de gerar valor e o seu equilíbrio financeiro.

A importância económica e estratégica das infraestruturas do setor do gás no contexto de prestação de um serviço público e o maior período de vida útil inerente à sua natureza requerem que a entidade responsável pela operação destas infraestruturas apresente garantias de longevidade e capacidade de desenvolvimento da sua atividade de forma financeiramente sustentável.

Neste sentido, a ERSE tem incentivado as empresas reguladas a seguirem políticas eficientes de financiamento, tal como já está atualmente explicitado no artigo 11.º do RT em vigor. Estas preocupações têm vindo a ser plasmadas nos próprios contratos de concessão. Por exemplo, o contrato da atividade de distribuição de gás determina que a concessionária deve manter um rácio de autonomia financeira superior a 20%.

Decorrente da formulação das orientações supra indicadas despontou, tal como ocorreu no setor elétrico, a necessidade de monitorizar o seu cumprimento pelo exame da posição financeira e do desempenho, incluindo as suas dinâmicas. No entanto, a complexificação das relações entre os vários agentes que desenvolvem a sua atividade ao longo da cadeia de valor do setor do gás justifica que a ERSE reforce a sua monitorização.

Neste sentido, a ERSE pretende reforçar a monitorização das políticas financeiras das entidades reguladas que determinam a sua situação económico-financeira, em particular, as suas decisões de financiamento que determinam a sua estrutura de capitais e a sua fiabilidade financeira.

Recorde-se que a posição financeira de uma entidade é determinada pelos recursos económicos que ela controla, pela sua estrutura financeira, pela sua liquidez e solvência. A informação acerca dos recursos económicos controlados pela entidade é útil para avaliar a capacidade da entidade para gerar fluxos. A informação acerca da estrutura financeira é útil na predição de futuras necessidades de empréstimos, da alocação dos fluxos a gerar, bem como, para estimar o sucesso futuro da entidade em obter fundos adicionais. A informação acerca da liquidez e solvência é útil na avaliação da capacidade da entidade para satisfazer os seus compromissos financeiros à medida que se vencem a curto e longo prazo, respetivamente.

## PROPOSTA

Para o cumprimento do objetivo acima mencionado, a ERSE propõe incorporar no RT o princípio de sustentabilidade da estrutura financeira, assente na monitorização e divulgação de indicadores de caracterização da situação económico-financeira das entidades reguladas, com um especial enfoque na caracterização do nível de endividamento e da sua capacidade económico-financeira para responder aos compromissos originados pela respetiva estrutura financeira.

O objetivo do reforço da monitorização das políticas financeiras das entidades reguladas é poder despoletar ações, que, numa perspetiva de médio e longo prazo, antecipem situações em que as entidades reguladas possam vir a apresentar elevado risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados, isto é, não estejam dotadas de uma estrutura de dívida sustentável que lhes permita financiar os investimentos necessários e assegurar a operação e manutenção das infraestruturas relativas a concessões de serviço público ou de outras atividades reguladas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

16. Aditar o artigo 7.º-A.
----------------------------

### 5.2.2 INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE RACIONALIZAÇÃO DOS CUSTOS FINANCEIROS DE ESTRUTURA E GESTÃO INCORPORADOS NO ATIVO REMUNERADO

#### RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a introdução de um princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão, associados aos custos de investimento, através da avaliação e reponderação das naturezas de custo que poderão ser sujeitas a capitalização por via regulatória.

#### ENQUADRAMENTO

Os custos totais de investimento incluem uma componente de custos de estrutura e gestão e uma componente de custos financeiros. Os custos de estrutura e gestão correspondem à imputação ao investimento de custos internos da empresa, designadamente os custos com trabalhadores que colaboram no planeamento, contratação e execução dos investimentos, bem como, os serviços subcontratados para estes fins. Após a transferência para exploração, os custos totais de investimento (custos diretos, custos de

estrutura e gestão e custos financeiros) aceites para efeitos regulatórios são incorporados na base de ativos regulada, a qual é remunerada. Estes encargos podem representar uma componente materialmente relevante do valor dos ativos das atividades reguladas.

Ao contrário dos custos primários dos ativos, normalmente facilmente determináveis por, recorrentemente, serem suportados numa operação de aquisição de recursos a uma entidade externa, a definição dos custos de estrutura e gestão apresenta uma maior discricionariedade por depender de critérios definidos por cada uma das empresas em resultado das suas políticas específicas de capitalização destes custos. Sem prejuízo da especificidade das diferentes atividades e do disposto das normas contabilísticas, poderão coexistir diferentes práticas e critérios entre as atividades reguladas criando dissonâncias no setor sobre as diferentes naturezas de custos capitalizados.

O normativo contabilístico determina os procedimentos comuns a todas as empresas para o reconhecimento, mensuração e divulgação do valor do ativo, apontando a necessidade de bom senso e racionalidade neste processo.

De acordo com este normativo, os elementos do custo dos ativos são: i) o seu preço de compra, incluindo os direitos de importação e os impostos de compra não reembolsáveis, após dedução dos descontos e abatimentos; ii) quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo na localização, condições necessárias e preparação para o mesmo ser capaz de funcionar ou ser usado da forma pretendida; e iii) a estimativa inicial dos custos de desmantelamento e remoção do item (quando aplicável).

A complexidade surge no entendimento da natureza dos custos que podem ser englobados no segundo elemento como quaisquer custos diretamente atribuíveis para permitir o ativo funcionar ou ser usado.

O próprio normativo contabilístico exemplifica alguma natureza de custos que podem ser capitalizados: i) custos de benefícios dos empregados; decorrentes diretamente da construção, aquisição ou colocação do ativo em condições funcionamento; ii) custos de preparação do local; iii) custos iniciais de entrega e de manuseamento; iv) custos de instalação e montagem; vi) honorários.

O normativo exemplifica, igualmente, a natureza de custos que não podem ser capitalizados: i) custos de abertura de novas instalações; ii) custos de introdução de um novo produto ou serviço (incluindo custos de publicidade ou atividades promocionais); iii) custos de condução do negócio numa nova localização ou com uma nova classe de clientes (incluindo custos de formação de pessoal); e iv) custos de administração e outros custos gerais. No caso da construção do ativo, o normativo determina que devem ser usados os

mesmos princípios que os aplicados à sua aquisição, nomeadamente, devem ser excluídos quaisquer lucros internos, bem como, custos de quantias anormais de materiais, de mão de obra ou de outros recursos.

O normativo contabilístico também estabelece critérios para o reconhecimento do juro como componente da quantia escriturada de um item do ativo, isto é, a capitalização dos encargos financeiros de empréstimos obtidos que sejam diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo. O próprio normativo contabilístico determina o exercício de bom senso sempre que seja difícil a determinação da quantia dos custos de empréstimos obtidos que sejam diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo.

Do exposto, depreende-se facilmente que permanece uma elevada discricionariedade das empresas para a definição de critérios de capitalização das diferentes naturezas de custos nos valores dos ativos, em particular, associada à especificidade de cada atividade económica e às políticas de cada empresa relativas aos valores a reconhecer como custo operacional, financeiros ou capitalizáveis. No caso particular das atividades do setor do gás, observa-se particularidades distintas, bem como uma materialidade dos montantes incluídos nos valores dos ativos como encargos financeiros, de estrutura e gestão. Por exemplo, alguns operadores optam, nos seus Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes, por incluir nos montantes associados aos investimentos uma componente relativa aos encargos financeiros de estrutura e gestão correspondente a 10% do montante de custos diretos desses investimentos. Enquanto outros operadores não apresentam qualquer referência a esta natureza de encargos no reporte nos investimentos.

Pelo referido:

- importará aprofundar o conhecimento dos custos de estrutura e gestão reportados pelas empresas;
- definir as naturezas de custo que são passíveis de capitalização, tendo presente as disposições do normativo contabilístico, com as adaptações necessárias para aplicação no contexto da regulação.

Entre outras vantagens decorrentes da avaliação e, eventual redefinição, da natureza dos custos reportados como custos de estrutura e gestão, destaca-se o facto de desincentivar o reporte de custos de operação e manutenção sujeitos a metas de eficiência, como custos considerados no valor dos ativos regulados que, salvo nas metodologias do tipo TOTEX, não são de um modo geral sujeitos a metas de eficiência.

Deste modo, o impacto mais relevante desta proposta deverá verificar-se na transferência de custos entre a base de ativos remunerados e a base de custos de exploração sujeitos a metas de eficiência, quando aplicável.

A reponderação da natureza destes custos procurará não comprometer a estabilidade regulatória e tarifária, pelo que poderá ser necessário um período de transição para a implementação de medidas decorrentes das avaliações efetuadas.

#### **PROPOSTA**

À semelhança do estabelecido no RT do setor elétrico, propõe-se introduzir um princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão associados ao investimento no total dos custos diretos de investimento, através da avaliação e reponderação das naturezas de custos que poderão ser sujeitos a capitalização por via regulatória. Através deste princípio, pretende-se garantir que todos os custos, cuja natureza seja de exploração e não de investimento, sejam sujeitos a metas de eficiência.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

17. Aditar o artigo 7.º-B.

### **5.3 DEVOLUÇÃO E REPERCUSSÃO TARIFÁRIA DE CRÉDITOS DEVIDOS AOS CLIENTES POR PARTE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA**

#### **RESUMO DA PROPOSTA**

Propõe-se uma simplificação do processo de devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos comercializadores de último recurso retalhista, nomeadamente, que esta devolução seja efetuada por dedução dos créditos aos proveitos permitidos da atividade de comercialização no apuramento do ajustamento de s-2. Por esta razão, estes créditos serão considerados na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, em lugar da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte determinada pela redação atual do artigo 131.º.

#### **ENQUADRAMENTO**

A redação atual do artigo 130.º e do artigo 131.º determina que a devolução de créditos devidos aos clientes por parte dos comercializadores de último recurso retalhistas deve ser considerada no cálculo Proveitos da função de Comercialização de gás e que a sua repercussão tarifária deve ser repercutida através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte. Recorda-se que a parcela II da UGS está associada à repercussão dos ajustamentos positivos ou negativos da função de

Compra e Venda de gás dos comercializador de último recurso retalhistas para efeitos da sustentabilidade dos mercados. Desta forma, de acordo com a atual redação do RT, o procedimento de devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos comercializadores de último recurso retalhista apresenta-se significativamente complexo, acrescentando a distorção decorrente deste procedimento alocar à função de compra e venda de gás valores económicos associados à função de comercialização distorcendo o reporte económico de cada função.

#### PROPOSTA

Decorrente da situação exposta ocorrerá a diminuição da complexidade do procedimento e a eliminação da distorção económica supra indicada, caso a devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos comercializadores de último recurso retalhista passe a ser efetuada por dedução aos proveitos permitidos da atividade de comercialização no apuramento do ajustamento de s-2, afetando a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte. Para este efeito, a ERSE propõe:

18. Alterar os artigos 130.º, números 2, 8 e 10; e 131.º, n.º 4.

#### 5.4 ELIMINAÇÃO DA DESIGNAÇÃO INDIVIDUAL DOS CONTRATOS DE APROVISIONAMENTO DE LONGO PRAZO EM REGIME DE TAKE OR PAY

#### PROPOSTA

Tendo em conta que brevemente apenas vigorará um dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*, celebrados em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, propõe-se a eliminação da designação individual dos mesmos. Os contratos ainda em vigor são os seguintes:

- Contrato de fornecimento de gás natural liquefeito com origem na Nigéria, celebrado em 17 de junho de 1999, válido até 2023.
- Contrato de fornecimento de gás natural liquefeito com origem na Nigéria, celebrado em fevereiro de 2002, válido até 2027.

Para este efeito, a ERSE propõe:

19. Eliminação das alíneas a), b) e c) do n.º 2 do artigo 114.º.

## **6 INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE PELAS ENTIDADES REGULADAS**

### **RESUMO DA PROPOSTA**

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

### **ENQUADRAMENTO**

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

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

### **PROPOSTA**

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

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

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

Face ao exposto, a ERSE propõe:

20. Alteração dos artigos 8.º, 9.º, 10.º, 177.º a 185.º; 187.º a 197.º; 202.º, 206.º a 208.º.

21. Eliminação dos artigos 186.º, 198.º e 199.º.

## 7 ALTERAÇÕES DE ORGANIZAÇÃO E HARMONIZAÇÃO REGULAMENTAR

### 7.1 DISPOSIÇÕES INICIAIS E FINAIS

No âmbito da revisão do setor elétrico, a ERSE considerou oportuno proceder a um exercício de aperfeiçoamento e uniformização de disposições comuns a todos os regulamentos sob consulta. Nesse âmbito, foram objeto de alteração os Capítulos referentes às Disposições Iniciais e Finais.

O presente Regulamento já beneficia desse exercício, adotando-se as alterações já propostas no setor elétrico, contribuindo assim para a uniformização dos regulamentos tarifários de ambos os setores.

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

No que se refere às Disposições Finais, foi introduzida uma disposição genérica referente a projetos-piloto, com aprofundamento no ponto 0. Constam igualmente de forma uniforme, em ambos os articulados tarifários, preceitos referentes aos seguintes aspetos: “informação a enviar à ERSE”; “forma dos atos da ERSE”; “Compensações pagas a consumidores no âmbito de processos sancionatórios”; “recomendações e orientações da ERSE”; “auditorias de verificação do cumprimento regulamentar”; “prazos”; “regime sancionatório”. Pela sua desnecessidade e redundância considerando a legislação aplicável, foram eliminadas as normas referentes à “fiscalização da aplicação do Regulamento” e aos “pareceres interpretativos”.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

22. Incluir alterações nas Disposições iniciais, no Capítulo I: artigos 1.º, n.º 1; 3.º, n.º 2, alíneas m), m1), a0), n1), n2), o1), ii1), ii2).
23. Incluir alterações nas Disposições complementares, transitórias e finais no Capítulo VII: artigos 218.º, 221.º, 224.º, 225.º, 228.º, 229.º, 232.º e 233.º.
24. Eliminar os artigos 2.º, n.º 2; 3.º, n.º 1, alíneas m), o), n.º 2, alíneas f), i), p), bb), kk), ll), mm), oo), pp); 4.º e 6.º; 219.º, 222.º, 226.º, 227.º e 230.º.

25. Aditar os artigos 219.º-A, 223.º-B, 223.º-C e 228.º-A.

## 7.2 INCENTIVO À PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

### RESUMO DA PROPOSTA

O Incentivo à Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) iniciou-se no setor elétrico, tendo sido alargado ao setor do gás natural em 2008. Em 2011 foi suspenso, inicialmente no setor do gás natural e, posteriormente, no setor elétrico. Apesar de já ter sido retirado do RT do setor elétrico, ainda se mantinha no RT do setor do gás.

Com vista a tornar o quadro regulatório mais perceptível e adaptado à prática atual, propõe-se, harmonizando com o ocorrido no setor elétrico, a eliminação do incentivo à promoção do desempenho ambiental e a remoção das parcelas de custos com o PPDA da formulação dos proveitos permitidos em todas as atividades reguladas, bem como eliminar os correspondentes requisitos de informação estabelecidos no RT.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

26. Eliminar os artigos 144.º, 145.º e respetiva secção, e as referências e parcelas de custos respeitantes a este incentivo nos artigos 101.º; 102.º; 105.º; 106.º; 113.º; 177.º, n.º 13; 178.º, n.º 4; 179.º, n.º 12; 183.º, n.º 12; 184.º, n.º 1, al. i); 187.º, n.º 12; 188.º, n.º 1, al. h).

## 7.3 PROJETOS-PILOTO

### RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se integrar no RT um artigo que harmoniza o tratamento de projetos-piloto por parte da ERSE.

## ENQUADRAMENTO

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

Considerando a previsão expressa no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propôs um quadro específico harmonizado relativamente aos projetos-piloto, na regulamentação do setor elétrico. Por seu turno, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, apesar de não prever norma expressa equivalente, integra, no seu artigo 105.º, um conjunto de objetivos gerais da regulação da ERSE, entre os quais a promoção de uma progressiva integração dos SNG e do SEN (alínea k) do artigo 105.º). Assume-se, assim, que o objetivo de implementar regimes piloto de inovação e desenvolvimento se depreende dos objetivos gerais de regulação da ERSE, integrando o conceito de Regulação Dinâmica que surgiu para balancear a necessidade de estabilidade e previsibilidade regulatória, com a necessidade de adaptação regulatória à digitalização e à evolução do sistema energético, ultimamente impulsionadas pelas alterações climáticas e pelo desenvolvimento tecnológico. De acordo com o CEER<sup>18</sup>, este conceito “implica uma abordagem regulatória limitada no tempo, focada nas atividades do setor energético alvo e/ou nos agentes do setor energético que podem participar, e que procura lidar com temas de novidade ou inovação no setor energético com o objetivo final de informar futuras decisões regulatórias através de experimentação”.

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

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

---

<sup>18</sup> [Dynamic NRAs to Boost Innovation](#)

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

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

Em alguns regulamentos mais recentes como o RSRI, o RME e o RAC onde o cariz de inovação é essencial ao desenvolvimento e adaptação de regras, foi prevista a criação de projetos-piloto, por vezes designados nos próprios regulamentos. A ERSE promoveu ainda outros tipos de projetos destinados à inovação. No setor do gás, por iniciativa privada e no âmbito da Estratégia Nacional para o Hidrogénio<sup>19</sup>, que define objetivos de incorporação de H2 verde nas redes de gás natural entre 10 e 15% até 2030, foi desenvolvido o “Projeto-Piloto de injeção de hidrogénio nas redes de distribuição da Setgás – Seixal”. No setor elétrico destacam-se o Projeto-piloto de Participação da Procura no Mercado de Reserva de Regulação (MRR), iniciativas de apoio à eficiência energética no consumo de energia como é o caso do Plano de Gestão da Procura (PGP), que antecedeu o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), o Projeto-piloto de produção quase integralmente sustentável no sistema insular da ilha da Graciosa, ou os projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental.

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

## **PROPOSTA**

A proposta na atual revisão regulamentar reflete a experiência adquirida até ao momento pela ERSE nesta área e, por outro, destina-se a manter e incentivar uma maior abertura à inovação. Independentemente

---

<sup>19</sup> [Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto](#)

de cada setor e cada regulamento ter particularidades que justifiquem desenvolvimentos específicos nos projetos de experimentação, são harmonizadas as regras gerais aplicáveis a estes projetos.

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

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

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

Face ao exposto, a ERSE propõe:

27. Aditar o artigo 223. <sup>o</sup> -A.
---

## **7.4 ALTERAÇÃO DO PRAZO PARA PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À PROPOSTA DE FIXAÇÃO EXCECIONAL DE TARIFAS**

### **RESUMO DA PROPOSTA**

Alterar o prazo para o CT emitir parecer, sobre a proposta de fixação excecional de tarifas, de 30 dias contínuos para 10 dias úteis.

### **ENQUADRAMENTO**

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

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

Por estes motivos, pretende-se minimizar os prazos regulamentares necessários para a fixação excecional de tarifas, nos termos do artigo 205.º, uma vez que estes processos ocorrerão tipicamente em situações que requerem urgência de resposta, em resultado de desvios significativos entre os montantes de proveitos previstos recuperar com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas e os montantes que serviram de base ao estabelecimento das referidas tarifas.

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

à fixação excecional de tarifas. Esta alteração está harmonizada com a proposta apresentada para o setor elétrico.

**PROPOSTA**

Face ao exposto, a ERSE propõe:

28. Alterar o artigo 205.º, n.º 6.

---

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

---

