

**METODOLOGIAS E CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DOS PROJETOS  
DE INVESTIMENTO NAS INFRAESTRUTURAS DE  
ELETRICIDADE E DE GÁS**

(ARTIGO 17(6) DO REGULAMENTO UE 2022/869)

Outubro 2023

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>NOTA PRELIMINAR.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>AVALIAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NAS INFRAESTRUTURAS DE ELETRICIDADE E DE GÁS.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>MEDIDAS DE GESTÃO DE RISCOS.....</b>	<b>8</b>
3.1	Metodologias de regulação no setor elétrico e no setor do gás .....	8
3.1.1	Setor elétrico .....	9
3.1.2	Setor do gás.....	12
3.2	Medidas de gestão de riscos aplicados à entidade concessionária da RNT.....	13
3.3	Medidas de gestão de riscos aplicadas à entidade concessionária da RNTG .....	19



## 1 NOTA PRELIMINAR

Segundo o artigo 17.º (4) do Regulamento (UE) 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2022<sup>1</sup>, cada entidade reguladora nacional deve apresentar, até 24 de janeiro de 2023, à Agência para a Cooperação dos Reguladores Europeus (ACER) a sua metodologia e os critérios utilizados para avaliar os projetos de investimentos nas infraestruturas de energia elétrica e de gás natural, bem como os principais riscos incorridos por estes projetos.

Posteriormente, com base numa análise comparativa das práticas adotadas pelas entidades reguladoras nacionais, a ACER partilha, até 24 de junho de 2023, as melhores práticas e formula recomendações sobre uma metodologia comum para avaliar os maiores riscos de investimento incorridos em projetos de infraestruturas de energia, assim como sobre os incentivos para Projetos de Interesse Comum em que se identifique riscos superiores aos de uma infraestrutura comparável (artigo 17.º (5)).

De acordo com o n.º 6 do artigo 17.º, as entidades reguladoras nacionais devem publicar as suas metodologias até 24 de setembro de 2023.

Relativamente ao Regulamento (UE) n.º 347/2013, o novo regulamento europeu prevê que a metodologia e critérios anteriormente apresentados sejam atualizados tendo em conta a mais recente evolução da legislação, das políticas, das tecnologias e dos desenvolvimentos do mercado. Adicionalmente, dispõe que a metodologia e critérios a apresentar tenha expressamente em conta os riscos específicos incorridos com os investimentos em redes *offshore* associadas às energias renováveis<sup>2</sup> e com os projetos que, tendo baixas despesas de capital, incorram em despesas de exploração significativas.

Desde que a ERSE submeteu à ACER o documento similar em 2014, ocorreram várias alterações a nível legal em Portugal.

No setor elétrico, foi publicado o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que transpõe a Diretiva (UE) 2019/944 e, parcialmente, a Diretiva (UE) 2018/2001, o qual pretende adaptar o regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN) às necessidades e novos desafios de política energética a nível nacional e europeu nos próximos anos. Este novo diploma criou o quadro legal para que o SEN evolua de um sistema

---

<sup>1</sup> Regulamento (UE) 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2022, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias.

<sup>2</sup> Especificamente, para a categoria de infraestruturas energéticas a que se refere a alínea f), do ponto 1, do anexo II do Regulamento (UE) 2022/869.

tendencialmente assente em produção centralizada, para um novo modelo descentralizado que enquadre a produção local, o autoconsumo e comunidades de energia, a gestão ativa das redes suportada em redes inteligentes e que assegure a participação ativa dos consumidores nos mercados. Foi também através deste diploma que as bases de concessão da rede de transporte de eletricidade foram alteradas para incluir o espaço marítimo adjacente ao território continental, o que faz com que o operador da rede de transporte passe a ser responsável pelo planeamento, desenvolvimento e exploração das redes de transporte de eletricidade *offshore*<sup>3</sup>.

No setor do gás, foi publicado o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que transpôs a Diretiva (UE) 2019/692, promovendo a adaptação do regime jurídico do Sistema Nacional de Gás (SNG), entre outros, para a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no sistema, incluindo a sua produção, veiculação pelas redes e consumo, com o objetivo de contribuir para a descarbonização deste setor.

Os novos quadros legais em Portugal mantiveram a responsabilidade de decisão final sobre a aprovação dos planos de investimentos das redes de transporte de eletricidade e de redes e infraestruturas de gás de alta pressão para os 10 anos seguintes (PDIR) sobre a alçada do Governo, embora com algumas alterações no processo de aprovação, principalmente ao nível da calendarização. Manteve-se igualmente o papel do regulador setorial, a ERSE, que não é diretamente responsável pela aprovação dos investimentos, mas tem a responsabilidade de promover a consulta pública das propostas dos planos de investimento da rede de transporte de eletricidade e da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão de gás apresentadas pelos operadores. Após a consulta pública, a ERSE e a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) emitem pareceres às propostas de plano nas suas áreas de competência, os quais devem ser considerados pelos operadores de rede e de infraestruturas de alta pressão na preparação das propostas finais dos planos, que são posteriormente submetidas para o Governo para que seja tomada a decisão final sobre a sua aprovação. O novo quadro legal introduziu na fase final deste processo, a discussão dos planos de investimento na Assembleia da República. No caso do setor elétrico, a aprovação do plano de investimentos passa a ser decidida em Conselho de Ministros, enquanto no setor do gás a decisão se mantém ao nível do membro do Governo responsável pela área da energia.

---

<sup>3</sup> Antes desta alteração legal, o contrato de concessão da RNT foi aditado para passar a incluir a faixa do espaço marítimo necessária à instalação de um cabo submarino para a ligação de produção eólica offshore ao largo de Viana do Castelo (projeto Windfloat).

A nível regulamentar, desde 2014, destaca-se a evolução gradual dos incentivos regulatórios aplicados à atividade de transporte de energia elétrica no sentido de promover a eficiência e racionalização dos investimentos, que passaram a incluir aspetos de metodologias de regulação que valorizam os serviços prestados, do tipo *output based*, tendo culminado com a transição em 2022 para uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis desta atividade, quer sejam de exploração, quer de investimentos. Apesar da metodologia ser tendencialmente do tipo *revenue cap*, associa, parcialmente, a evolução dos proveitos permitidos ao modo como a atividade tem sido desempenhada tanto em termos de intensidade, através da escolha dos indutores de custo de natureza física, como em termos qualitativos, através da introdução de um incentivo à melhoria do desempenho técnico, procurando com isso promover a eficiente e eficaz gestão da rede de transporte.

Esta alteração regulamentar foi complementada com a introdução de um mecanismo de partilha de ganhos ou perdas associadas à rentabilidade dos ativos. Em julho de 2023 foi concluída a adaptação dos regulamentos da ERSE<sup>4</sup> ao quadro legal criado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, a qual não teve impactos na metodologia de regulação aplicada desde 2022 à atividade de transporte de energia elétrica.

No setor do gás, a adaptação regulamentar ao quadro legal criado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020 foi concluída em 2021. Ao nível da atividade de transporte de gás e das atividades de infraestruturas em alta pressão, as metodologias de regulação não sofreram alterações relevantes desde 2014. Assinala-se, apenas, a introdução na atividade de transporte de gás de um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás, que vigora desde 2017, o qual é financeiramente neutro para o operador da rede de transporte.

Atualmente, a prática regulatória da ERSE continua a internalizar no cálculo dos proveitos permitidos os riscos relacionados com os investimentos em infraestruturas dos concessionários da rede de transporte de energia elétrica e de gás.

Esta abordagem materializa-se, em primeiro lugar, no cálculo da remuneração dos ativos aceites para fins regulatórios, que no setor elétrico é internalizada na base de custos totais da metodologia *revenue cap*, enquanto no setor do gás é aplicada diretamente à base de ativos regulada<sup>5</sup>. Esta remuneração corresponde ao custo médio ponderado de capital (WACC), que considera o risco sistemático da atividade

---

<sup>4</sup> Consulta Pública nº 113 - <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-113/>

<sup>5</sup> Ativo afeto à atividade, líquido de amortizações e participações (em inglês RAB – *regulatory asset base*).

e os custos de financiamento. Para além da consideração do risco sistemático da atividade, tanto no setor da eletricidade como do gás, a remuneração está indexada às condições financeiras do mercado, sendo ajustada anualmente.

Além dessa prática regulatória, os investimentos incluídos nos PDIR aprovados pelo Governo serão recuperados através das tarifas de acesso à rede, em virtude de os estatutos da ERSE obrigarem à garantia do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, desde que geridas de forma eficiente.

Finalmente, refira-se que na preparação deste documento foi considerada a recomendação da ACER publicada a 27 de junho de 2014<sup>6</sup>, que enquadra os conteúdos a divulgar pelas entidades reguladoras associados aos incentivos para os Projetos de Interesse Comum e às metodologias de identificação e avaliação de risco, assim como o relatório da ACER sobre esta matéria, publicado a 25 de junho de 2023<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> [“Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators no. 03/2014, of 27 June 2014, on incentives for Projects of Common Interest and on a common methodology for risk evaluation”](#), publicada ao abrigo do artigo 13.º (5) do Regulamento (UE) n.º 347/2013.

<sup>7</sup> [“Report on Investment Evaluation, Risk Assessment and Regulatory Incentives for Energy Network Projects”](#), publicado ao abrigo do artigo 17.º (5) do Regulamento (UE) n.º 2022/869.



## 2 AVALIAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NAS INFRAESTRUTURAS DE ELETRICIDADE E DE GÁS

Todos os investimentos na rede de transporte de eletricidade e nas redes e infraestruturas de gás devem ser previamente incluídos em exercícios de planeamento, concretamente no plano de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte (RNT) de eletricidade (PDIRT), no caso do setor elétrico, e no plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (PDIRG), no caso do setor do gás.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 enquadra o desenvolvimento e a aplicação do PDIRT para o setor elétrico, enquanto no setor do gás o PDIRG é enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020. Em ambos os setores, os planos são elaborados para um horizonte de 10 anos, com atualizações a cada 2 anos. No setor elétrico, as propostas de PDIRT e as suas atualizações bienais são apresentadas à DGEG e à ERSE até 15 de outubro dos anos ímpares, enquanto no setor do gás as propostas de PDIRG são apresentadas à DGEG e à ERSE até 31 de março também dos anos ímpares.

A elaboração e a aplicação dos planos de desenvolvimento e investimento das redes de eletricidade e de gás são processos contínuos, que se iniciam com a identificação pelas entidades concessionárias da RNT e da rede nacional de transporte de gás natural (RNTG) de todas as necessidades de desenvolvimento das infraestruturas e redes, resultando na definição e seleção de um conjunto de projetos de investimento que atendam a essas necessidades de modo economicamente eficiente. No caso do setor elétrico, o novo quadro legal condiciona a opção pela construção de ativos de rede a uma análise custo-benefício que comprove o mérito dessa opção face a outras alternativas viáveis, designadamente a contratação, em regime de mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos, nomeadamente recorrendo a instalações de armazenamento e a medidas de resposta da procura e da produção de eletricidade, quando estas permitirem a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de energia elétrica com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço.

Para além da identificação das necessidades e do processo de seleção dos projetos de investimento ao nível das suas redes, na elaboração das propostas de PDIRT e de PDIRG, as entidades concessionárias da RNT e da RNTG devem assegurar o seu enquadramento aos instrumentos de política climática e energética, definidos pelo Governo Português, e a coordenação com os planos de investimento a nível regional e a nível europeu, assim como com os planos das redes de distribuição, nos termos da legislação nacional em vigor.

De forma sintética, o processo de aprovação dos planos de investimento segue os passos seguintes:

- as entidades concessionárias da RNT e da RNTG apresentam as propostas de PDIRT e PDIRG, respetivamente, à DGEG e à ERSE, nos prazos legalmente previstos (sendo atualizado nos anos ímpares, até 15 de outubro no setor elétrico e até 31 de março no setor do gás);
- no prazo de 22 dias após a receção das propostas dos planos, a ERSE lança as respetivas consultas públicas, com uma duração de 30 dias úteis;
- decorrido o período da consulta pública, a ERSE elabora um relatório da mesma no prazo de 22 dias úteis, o qual é dado a conhecer, em conjunto com os contributos recebidos na consulta pública, à DGEG e às entidades concessionárias da RNT e da RNTG que elaboraram as propostas de planos;
- no prazo de 30 dias úteis após a conclusão do relatório, a ERSE emite o seu parecer atendendo às suas áreas de competência, podendo determinar alterações às propostas dos PDIRT ou PDIRG, a fim de: i) assegurar que as necessidades de investimentos sejam atendidas; ii) analisar os impactos potenciais dos PDIR sobre as tarifas de acesso e as tarifas de venda a clientes finais; iii) promover a concorrência; iv) assegurar a coerência com os respetivos planos a nível europeu. Este parecer é comunicado à DGEG e às entidades concessionárias da RNT e da RNTG. Com o mesmo prazo, a DGEG emite o parecer nas suas áreas de competência<sup>8</sup>, o qual é levado a conhecimento da ERSE e das entidades concessionárias da RNT e da RNTG;
- com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pela DGEG, as entidades concessionárias da RNT e da RNTG dispõem de 60 dias úteis para elaborar a proposta final dos PDIRT e PDIRG, e submeter as mesmas à DGEG;
- a DGEG dispõe então de 15 dias úteis para enviar a proposta final dos PDIRT e PDIRG ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do relatório da consulta pública e dos pareceres da DGEG e da ERSE;

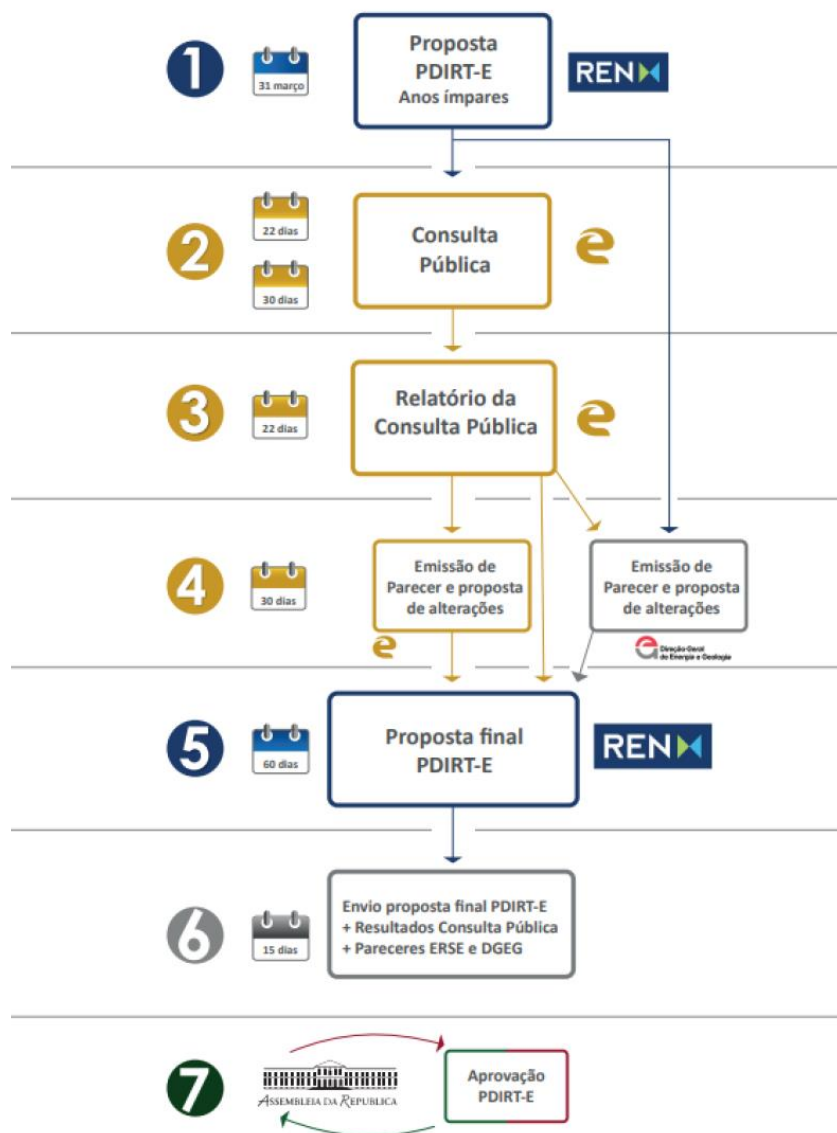
---

<sup>8</sup> Nomeadamente sobre as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético, para o cumprimento das metas de política energética e para a fiabilidade das infraestruturas e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

- a decisão sobre a aprovação das propostas finais de PDIRT e PDIRG compete ao Governo<sup>9</sup>, após discussão destes planos na Assembleia da República<sup>10</sup>.

Na Figura 2-1 são resumidos esquematicamente os procedimentos de elaboração e aprovação do PDIRT, em linha com o descrito no Decreto-Lei n.º 15/2022.

Figura 2-1 – Procedimento de elaboração e aprovação do PDIRT



<sup>9</sup> A decisão de aprovação do PDIRT é tomada em Conselho de Ministros no caso do setor elétrico, enquanto no setor do gás a decisão de aprovação compete ao membro do Governo responsável pela área da energia.

<sup>10</sup> No caso das revisões dos PDIR que ocorrem nos restantes anos ímpares até ao final do horizonte decenal do plano, a aprovação do PDIR pelo Governo, não é antecedida de consulta à Assembleia da República.

### 3 MEDIDAS DE GESTÃO DE RISCOS

Este capítulo inicia-se com a descrição das metodologias de regulação aplicadas à atividade de transporte de energia elétrica e atividade de transporte de gás, seguindo-se o detalhe das medidas de gestão de riscos aplicadas aos investimentos destas atividades reguladas.

#### 3.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS

Atualmente, as metodologias de regulação aplicadas às entidades concessionárias da RNT e da RNTG são diferentes, de acordo com o descrito nos pontos seguintes. Contudo, existem algumas semelhanças no tratamento regulatório dos investimentos em ambos os setores, nomeadamente ao nível da definição dos parâmetros de regulação ou de componentes de custos refletidas nos proveitos permitidos.

Encontra-se nesta situação a taxa de remuneração aplicada sobre os ativos regulados, no caso do setor do gás, ou implícita na componente de CAPEX<sup>11</sup> dos proveitos permitidos, no caso do setor elétrico, que é determinada com a mesma metodologia em ambos os setores. Esta taxa é definida em cada ano do período de regulação através de um mecanismo de indexação às condições financeiras e macroeconómicas de Portugal, sendo atualizada em função da evolução das *yields* das obrigações de tesouro (OT) portuguesas a 10 anos. O mecanismo de indexação é calibrado no início de cada período de regulação em função do risco da atividade e dos seus custos de financiamento, mas a taxa de remuneração está limitada a um valor mínimo e a um valor máximo, de modo a controlar o potencial risco associado a uma indexação total.

Refira-se que os períodos de regulação em Portugal têm uma duração média (4 anos), quer no setor elétrico, quer no setor do gás, pelo que estarão limitados no tempo eventuais desvios entre os custos reais e os custos aceites das atividades das entidades concessionárias da RNT ou da RNTG, que possam ocorrer devido à calibração de parâmetros ou por alteração de circunstâncias em que as atividades se desenvolvem. Por outro lado, o quadro regulamentar prevê, para ambos os setores, a possibilidade de fixação excecional dos parâmetros, nomeadamente em situações em que o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas possa ficar comprometido. Estes aspetos contribuem para uma melhor gestão dos riscos dos projetos de investimento destes operadores.

---

<sup>11</sup> Respeitante à recuperação e remuneração dos custos de investimento (do inglês *Capital Expenditure*).

De modo transversal para os setores elétrico e do gás, assinala-se também a participação da ERSE nos projetos de *benchmarking* europeu dos TSO, conduzidos pelo CEER, cujos resultados são analisados e utilizados em termos qualitativos para avaliar o desempenho dos TSO portugueses, em particular a eficiência dos custos de investimento e dos custos de exploração (OPEX<sup>12</sup>).

### 3.1.1 SETOR ELÉTRICO

No setor elétrico, existe desde 2022 uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis (TOTEX<sup>13</sup>) da atividade de transporte de energia elétrica, associado a um mecanismo de partilha de ganhos e perdas. A base de custos totais controláveis incorpora uma componente de custos de exploração (OPEX), determinada com base nos custos eficientes do passado, e uma componente de custos com capital (CAPEX), que considera a recuperação e remuneração dos custos de investimento anteriores a 2022 e a recuperação e remuneração dos custos de investimento previstos para o período de regulação, sujeitos às metas de eficiência da metodologia.

Para a componente de OPEX, considera-se o comportamento da evolução dos custos aceites pela ERSE e dos custos efetivamente ocorridos, seguindo o princípio de partilha do desempenho económico entre empresa e consumidores. Os valores referentes a OPEX aceites na base de custos visam, por um lado, garantir à empresa uma margem suficiente de ganhos potenciais que a incentive a desenvolver as ações necessárias para a diminuição dos custos de exploração e, por outro, transferir para os consumidores uma parte dos ganhos de eficiência efetivamente alcançados no período de regulação anterior.

Para definir a componente de CAPEX, é estimado o seu valor para cada um dos anos do período de regulação (remuneração do ativo líquido médio aceite, acrescido de amortizações do exercício), sendo esta série convertida num pagamento anual equivalente, utilizando a taxa de remuneração definida pela ERSE para esse período de regulação. Os investimentos considerados neste cálculo são os fornecidos pela empresa, sendo previamente validados em relação à informação constante nos PDIRT aprovados. Para os investimentos incluídos num PDIRT cujo procedimento de aprovação ainda não esteja concluído à data da parametrização da base de custos, são considerados no cálculo da componente de CAPEX aqueles que mereceram a concordância da ERSE, expressa nos seus pareceres. No início de cada período de regulação a componente de CAPEX é reavaliada de modo a considerar os ativos que se encontram efetivamente em

---

<sup>12</sup> Do inglês *Operational Expenditure*.

<sup>13</sup> Do inglês *Total Expenditure*.

exploração e aprovados pelo Governo e a ajustar as previsões dos investimentos para o futuro com base no PDIRT mais recente aprovado pelo Governo ou, na ausência deste, com base no parecer mais recente emitido pela ERSE.

A base de custos totais controláveis usada na metodologia *revenue cap* é a soma das componentes OPEX e CAPEX determinadas da forma anteriormente descrita. Para o período de regulação 2022-2025, os indutores de custo usados para a evolução da base de custos totais foram os seguintes:

- Indutores de natureza económico-financeira:
  - condições de financiamento, que procura repercutir nos proveitos permitidos a evolução da taxa de remuneração dos ativos resultante do mecanismo de indexação à *yield* das OT portuguesas a 10 anos (afeta a proporção da base de custos correspondente à remuneração de ativos);
  - neutralização da eficiência sobre obrigações passadas, que elimina a aplicação das metas de eficiência sobre a proporção da base de custos TOTEX referente às parcelas de CAPEX dos ativos transferidos para exploração antes de 2022 (afeta a proporção da base de custos correspondente às amortizações e remuneração de ativos anteriores a 2022).
- Indutores de natureza física: potência de produtores ligados à rede de transporte e extensão da rede (afetam a componente variável da restante proporção da base de custos, onde se inclui por exemplo a parcela de custos referente ao OPEX).

Refira-se que para selecionar os indutores de natureza física procuraram-se grandezas que representem *outputs* da atividade de transporte e que estimulem o operador a responder às necessidades dos utilizadores das redes transmitindo, simultaneamente, sinais de neutralidade tecnológica. Deste modo, o modelo regulatório não condiciona a atuação do operador, dando-lhe liberdade para escolher as soluções que melhor se adequam à exploração e ao desenvolvimento da rede, evitando um enviesamento das decisões face a critérios de aceitação pelo regulador de custos de diferentes naturezas (CAPEX ou OPEX). Em particular, o indutor “potência dos produtores ligados à rede de transporte” apresenta estas características, sendo igualmente relevante para a dinâmica da transição energética, por estimular os esforços do operador para permitir a ligação de mais capacidade de produção renovável à rede (por via de nova capacidade da rede, de gestão dinâmica das capacidades da rede existentes ou de flexibilidade dos utilizadores de rede).

As componentes de OPEX, bem como de CAPEX associado aos investimentos entrados em exploração depois de 2022 são sujeitas a metas de eficiência adicionadas da inflação, isto é, IPIB<sup>14</sup>-X.

Aos proveitos determinados pela metodologia *revenue cap* aplicada aos custos totais da atividade de transporte, acresce o montante do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT. Este incentivo visa dar sinais ao operador da RNT para melhorar o desempenho técnico da RNT, avaliando a capacidade da RNT em dar resposta às lacunas resultantes da evolução da atividade de transporte num contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético e adequando os investimentos necessários em conformidade.

Para efeitos do incentivo, o desempenho técnico da RNT compreende a avaliação, conjunta, da resposta da RNT às necessidades em termos da disponibilidade do equipamento da RNT, os níveis de qualidade de serviço e a capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados, combinando os diferentes indicadores que quantificam essas variáveis.

Do ponto de vista da disponibilidade do equipamento da RNT, em causa estão decisões de gestão da RNT que contribuam para que as opções de investimento do ORT não conduzam a uma degradação da disponibilidade dos elementos da RNT já alcançada, medida em percentagem das horas totais do ano. O indicador que reflete a avaliação da disponibilidade da RNT é determinado com base na média móvel da disponibilidade registada nos últimos 3 anos, com dados reais. A disponibilidade é determinada de acordo com o indicador Tcd estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Para cada ano, é assim verificado se o valor da média móvel de 3 anos é ou não superior a um valor de referência, resultando num valor do indicador.

Já do ponto de vista da qualidade de serviço da RNT, pretende garantir-se que as decisões de investimento do ORT não conduzem a uma degradação da continuidade de serviço de fornecimento de energia elétrica já alcançada. O indicador relativo à qualidade de serviço está associado à média móvel do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) registado nos últimos 3 anos, com dados reais, sendo o indicador de continuidade de serviço TIE determinado conforme o estabelecido no RQS. Para cada ano, é verificado se o valor da média móvel de 3 anos é ou não superior a um valor de referência que corresponde ao valor máximo de TIE aceite, resultando num valor do indicador.

---

<sup>14</sup> Deflator do PIB

No que respeita à avaliação da capacidade de interligação disponibilizada aos mercados, pretende valorizar-se decisões do ORT que permitam disponibilizar mais capacidade da interligação internacional para fins comerciais, sem prejuízo do respeito pela segurança da rede e a segurança de abastecimento dos consumos, evitando o investimento desnecessário em mais linhas de interligação. Para tal, o indicador relaciona os valores de capacidade de interligação disponibilizados pelo operador da RNT ao mercado diário no dia d-1 e compara esse valor com uma meta relacionada com os objetivos impostos a nível europeu pelo Regulamento n.º 2019/943, de 5 de junho, que estabelece que os operadores de redes de transporte não devem limitar o volume de capacidade de interligação a disponibilizar a participantes no mercado para resolverem congestionamentos no seio das suas próprias zonas de ofertas, ou como meio de gerir os fluxos resultantes de transações internas para zonas de ofertas

No global, o novo incentivo IMDT combina estes três indicadores, atribuindo um peso relativo de 25% para cada um dos primeiros dois indicadores e um peso de 50% para o indicador afeto à capacidade de interligação. Em função dos valores de referência do IMDT, resultará a atribuição de um prémio ou de uma penalidade monetária para o ORT, a refletir-se em sede de tarifas.

No final de cada período de regulação é aplicado o mecanismo de partilha de ganhos ou perdas associadas à rentabilidade dos ativos, que é descrito adiante no ponto 3.2.

Para mais detalhes sobre a metodologia de regulação aplicada à atividade de transporte de energia elétrica e dos parâmetros aplicados no período de regulação em curso, pode ser consultado o documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”<sup>15</sup>.

### 3.1.2 SETOR DO GÁS

No setor do gás é aplicada uma regulação por incentivos do tipo *price cap* ao OPEX, com atualizações anuais de preços e a imposição de metas de eficiência (IPIB-X). Antes do final de cada período de regulação, é avaliado o desempenho das empresas no alcance das metas impostas pela ERSE em termos de diminuição de custos. Esta análise permite igualmente averiguar a eficácia da metodologia de regulação aplicada no período de regulação e a necessidade de, eventualmente, os respetivos parâmetros serem revistos. Nesta avaliação, é verificada a aderência entre os custos ocorridos e os custos recuperados por aplicação das tarifas. Desta análise, resulta a definição de um conjunto de parâmetros de regulação: i) o nível base de

---

<sup>15</sup> Disponível no portal da ERSE em <https://www.erse.pt/media/bjdnrr05/par%C3%A2metros-2022-2025.pdf>.



OPEX a recuperar pelas tarifas durante o próximo período de regulação; ii) as metas de eficiência aplicadas a estes custos e iii) as variáveis externas justificativas da evolução dos custos (indutores de custos).

No que diz respeito ao CAPEX, é aplicada uma metodologia do tipo *rate of return*<sup>16</sup> sobre os investimentos, que são valorizados a custos históricos. Esta metodologia garante a recuperação integral dos custos de investimento aprovados num PDIRG, que corresponderá em cada ano a recuperar a amortização do exercício e a remuneração do ativo líquido de amortizações e participações, para a totalidade da base de ativos regulados.

No ano-gás de 2016-2017 foi introduzido um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados a desvios da procura de gás. Por princípio, este mecanismo visa atenuar o impacto da volatilidade da procura nos proveitos a recuperar pelas tarifas de uso da rede de transporte em cada ano, através do diferimento de uma parte dos ajustamentos associados a desvios das previsões da procura, sempre que tais ajustamentos excedam um determinado limite. O mecanismo é simétrico, sendo ativado para desvios por defeito e por excesso, e os montantes diferidos são devolvidos nos três anos seguintes, sendo assegurada a neutralidade financeira para o operador e para o sistema tarifário com a aplicação de juros sobre as parcelas diferidas. O limite de desvio dos proveitos associados a desvios da procura que a ativa o mecanismo é um parâmetro fixado pela ERSE no início de cada período de regulação (valor atual de 20%).

Para mais detalhes sobre a metodologia de regulação aplicada à atividade de transporte de gás e dos parâmetros aplicados no período de regulação em curso, pode ser consultado o documento “Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027”<sup>17</sup>.

### 3.2 MEDIDAS DE GESTÃO DE RISCOS APLICADOS À ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

A introdução de uma regulação por incentivos ao nível do TOTEX pretende conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho económico, dando-lhe os recursos necessários para desenvolver a sua atividade, de forma mais flexível, mas com maior responsabilidade nas suas decisões e atuação no médio e longo prazo. É inerente à metodologia de regulação por incentivos que os fluxos anuais de

---

<sup>16</sup> Uma regulação do tipo *rate of return* baseia-se na definição de uma remuneração garantida nos ativos regulados.

<sup>17</sup> Disponível no portal da ERSE em <https://www.erse.pt/media/hh1ezngj/par%C3%A2metros-2024-2027.pdf>.

proveitos permitidos podem não ser coincidentes com os custos anuais, pelo que o operador deverá ponderar este aspeto no planeamento e concretização das suas atividades.

Por outro lado, caso a concretização dos investimentos previstos nos PDIRT, que são internalizados na parametrização da componente de CAPEX da base de custos, se desvie em valor ou em calendário de implementação poderão existir desvios na rentabilidade dos ativos ao longo do período de regulação, que podem levar à partilha de ganhos ou perdas resultantes da atuação do mecanismo descrito no ponto 3.1.1, nomeadamente se as bandas de rentabilidade forem ultrapassadas.

Não obstante os novos desafios associados à alteração da metodologia de regulação ocorrida em 2022, o quadro regulatório aplicado ao operador da rede de transporte de eletricidade limita fortemente o risco de investimento.

Uma vez que a metodologia de regulação em vigor se aplica aos custos totais controláveis, cujos parâmetros são definidos para o horizonte do período de regulação, o impacto do quadro regulatório no risco de investimento da empresa é avaliado para este horizonte e para os custos totais, onde se incluem os custos de investimento.

#### **TRATAMENTO REGULATÓRIO DO TOTEX**

Os investimentos previstos num PDIRT aprovado pelo Governo, ou num PDIRT em fase de aprovação que tenham a concordância da ERSE, são considerados no processo de definição da componente de CAPEX que é incorporada na base de custos totais definida pela ERSE para um período de regulação. Desta forma, os investimentos são incorporados nos proveitos permitidos atribuídos anualmente ao operador da rede de transporte, que são repercutidos nas tarifas de acesso à rede.

A taxa de remuneração dos ativos que é considerada para determinar a referida componente de CAPEX é definida de forma a refletir tanto o risco da atividade, como o risco do contexto financeiro e macroeconómico vigente. Assim, a taxa de remuneração dos ativos corresponde ao custo médio ponderado de capital, que considera os pesos no custo de capital da empresa do custo do capital alheio e do custo do capital próprio. O custo do capital alheio reflete o custo de financiamento da empresa. O custo do capital próprio é calculado através do modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), refletindo o risco sistemático da atividade. Finalmente, a taxa de remuneração é indexada à evolução *yields* das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa, a 10 anos, com limitação a um valor máximo e a um valor mínimo. Assim, apesar da revisão do quadro regulatório a partir de 2022, o princípio da vinculação da remuneração

dos ativos ao contexto financeiro nacional foi mantido, o que permite mitigar o risco de liquidez para a empresa, potencialmente impeditivo do investimento.

Cumulativamente, existem outras opções aplicadas pela ERSE à atividade de transporte de energia elétrica que mitigam os principais riscos de investimento, designadamente:

1. Risco de incumprimento dos prazos

Os custos financeiros associados à realização dos investimentos são incorporados na base de ativos regulados, que é considerada na determinação da componente de CAPEX da base de custos totais e, por conseguinte, estão incorporados nos proveitos permitidos que são recuperados por aplicação das tarifas de acesso à rede. Assim, qualquer custo de financiamento acrescido decorrente de incumprimento de prazos será igualmente recuperado. Refira-se, contudo, que no cálculo da componente de CAPEX os custos de investimento apenas são considerados a partir da data em que provisionalmente o ativo será transferido para exploração.

2. Risco de ativos “ociosos” (*stranded assets*)

Com a entrada em exploração dos investimentos inscritos nos PDIRT aprovados, e após estes terem sido integrados na base de ativos regulados (ver ponto 4), e considerados para o cálculo da componente de CAPEX da base de custos totais até que sejam totalmente amortizados, mesmo que as premissas sobre a evolução da atividade que serviram de base à decisão de realização do investimento não se verifiquem.

3. Risco de não consideração dos investimentos previstos

Nos processos de definição dos parâmetros para o período de regulação seguinte, os investimentos aprovados no PDIRT que se preveem entrar em exploração nos anos desse período de regulação são incluídos na base de ativos regulados usada no cálculo da componente de CAPEX da base de custos totais.

4. Risco de desfasamento entre o CAPEX real e o CAPEX previsto

A base de custos totais definida para um período de regulação inclui na componente de CAPEX os investimentos previstos para todos os anos desse período de regulação, desde que aprovados no

PDIRT e validados pela ERSE<sup>18</sup>. A diferença entre estes custos e os custos de investimento reais é contabilizada na definição da base de custos totais do período de regulação seguinte. Adicionalmente, os desvios da componente de CAPEX associados à alteração da taxa de remuneração ou dos indutores físicos são incorporados nos proveitos permitidos através dos ajustamentos realizados dois anos mais tarde, incluindo o efeito financeiro dos desvios apurados. Por outro lado, a existência do mecanismo de partilha de ganhos ou perdas associadas à rentabilidade dos ativos, permitirá a regularização dos proveitos permitidos da atividade de transporte de energia elétrica no período de regulação seguinte, designadamente se existirem desvios na concretização dos investimentos<sup>19</sup>.

#### **MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS OU PERDAS ASSOCIADAS À RENTABILIDADE DOS ATIVOS**

Em complemento à metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis da atividade de transporte de energia elétrica, foi introduzido em 2022 um mecanismo de partilha de ganhos ou perdas, ocorridos no período de regulação, que é ativado apenas a partir de determinados limiares de rentabilidade dos ativos, que pretende avaliar os desvios de rentabilidade da atividade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE. Uma vez que o mecanismo tem aplicação para a globalidade do período de regulação<sup>20</sup>, a sua ativação resulta da comparação da média das rentabilidades operacionais regulatórias verificadas nos anos desse período de regulação, com a média das taxas de remuneração no mesmo período. Para que a atuação do mecanismo seja progressiva e permita incentivar a empresa a ter ganhos de eficiência, existem três bandas que correspondem a diferentes magnitudes de desvios da rentabilidade, por excesso ou por defeito, e a diferentes níveis de partilha<sup>21</sup>. Acresce que os proveitos decorrentes da aplicação dos incentivos ao desempenho técnico do operador de

---

<sup>18</sup> Não existe uma equivalência exata e imediata entre a aprovação de um investimento em sede de PDIR e a sua inclusão na base de custos do novo período de regulação. A ERSE terá de validar um conjunto de fatores, designadamente se entrou de facto em exploração, se pode desempenhar as funções para os quais foi aprovado no PDIR e se os custos refletem os previstos, em condições *ceteris paribus*, no respetivo PDIR.

<sup>19</sup> Os desvios nos custos de investimento por excesso poderão levar à diminuição da rentabilidade, que caso ultrapasse as bandas pré-definidas para o mecanismo originando um montante de proveitos adicional a entregar à empresa durante o período de regulação seguinte. Em sentido contrário, os desvios por defeito nos custos de investimento podem levar à devolução de montantes pela empresa.

<sup>20</sup> O cálculo do valor do mecanismo é efetuado no segundo ano do período de regulação seguinte, de modo a utilizar valores reais e auditados de todos os anos do período de regulação.

<sup>21</sup> Se a rentabilidade se situar próximo da taxa de remuneração dos ativos, não há lugar a partilha. Caso a rentabilidade se desvie moderadamente da taxa de remuneração, há lugar a uma partilha equitativa de ganhos ou perdas entre empresa e consumidores. Em casos extremos, com desvios excessivos de rentabilidade em relação à taxa de remuneração, há lugar a uma reposição total dos ganhos ou perdas que se verifiquem acima do limiar desta banda.

rede de transporte não são considerados neste cálculo, por forma a não desvirtuar os pilares da regulação por incentivo.

De modo a minimizar os riscos de instabilidade tarifária, os montantes que possam advir da aplicação do mecanismo são repercutidos gradualmente até ao fim do período de regulação seguinte, garantindo a neutralidade financeira dessa repercussão gradual.

### **IMPACTE DO QUADRO REGULATÓRIO**

Apesar do quadro regulatório aplicado aos custos totais controláveis ser baseado em incentivos e implicar a necessidade de ganhos de eficiência pelo operador, existem atenuantes fortes do risco que o operador enfrenta.

Por um lado, existe a garantia de incorporação dos investimentos nas bases de ativos regulados que sejam aprovados em PDIR e validados pela ERSE, que permite a sua recuperação e remuneração com uma taxa de remuneração que reflete não só os riscos da atividade, mas também as condições financeiras do país, devido à metodologia de cálculo e ao mecanismo de indexação às *yields* das OT. A este respeito, recorde-se que um dos indutores de custo da metodologia de regulação por incentivos reflete a evolução das condições financeiras.

Por outro lado, a existência de períodos de regulação de duração média (4 anos) e a atualização da componente de CAPEX da base de custos totais com os ativos reais e do PDIRT mais recente em cada momento de parametrização previnem a existência de desvios sistemáticos na repercussão dos investimentos nos proveitos permitidos que são recuperados pelas tarifas de acesso às redes.

Ainda assim, regista-se que poderá existir alguma perceção de risco durante o período de regulação, devido ao desacoplamento entre o fluxo de proveitos permitidos e os custos efetivamente incorridos, tendo presente que a componente de CAPEX incorporada na base de custos totais é alisada. No entanto, a metodologia adotada na definição deste parâmetro assegura a neutralidade financeira para o operador e para o sistema tarifário.

Em situações em que ocorram alterações significativas entre o plano de investimento internalizado na bases de custos totais e um plano de investimento que tenha parecer da ERSE ou seja aprovado no decorrer do período de regulação, há uma reposição gradual dos desvios de proveitos que possam surgir, por defeito

ou por excesso, quer através das bases de custos a definir no início do período de regulação seguinte, quer através do mecanismo de partilha de ganhos ou perdas associado ao desvio de rentabilidade.

No que respeita à componente de OPEX incorporada na base de custos totais, a metodologia em vigor associa-a a uma parcela fixa e a uma parcela variável, que tem um peso muito reduzido nos custos totais. Esta parcela variável depende dos indutores físicos, que são relativamente estáveis (potência de produtores ligados à rede e extensão da rede), pelo que não se identificam riscos potenciais associados à recuperação da componente de OPEX, no pressuposto de que é corretamente calibrada no início do período de regulação.

Finalmente, permite o tratamento pontual e excecional de custos fora da metodologia TOTEX, nomeadamente em casos em que o regulador considere necessário devido à especificidade de alguns custos, quer de investimento, quer de exploração<sup>22</sup>.

Em suma, apesar da aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis, o quadro regulatório aplicável à entidade concessionária da RNT permite um nível de risco baixo para a realização e exploração de investimentos que estejam aprovados num PDIRT, tendo em conta a duração intermédia do período de regulação, as metodologias subjacentes à calibração de parâmetros, os ajustamentos anuais face à evolução dos indutores de custo e a aplicação do mecanismo de partilha de ganhos ou perdas no fim do período de regulação.

## REDES OFFSHORE

O Decreto-Lei n.º 15/2022 alterou as bases de concessão da rede nacional de transporte, passando a área da concessão a abranger o território continental e o espaço marítimo adjacente até ao limite da Zona Contígua, tal como definida na Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar<sup>23</sup>. Deste modo, a entidade concessionária da RNT passa a ser responsável pelo planeamento, desenvolvimento e exploração das redes de transporte de eletricidade *offshore*, no espaço marítimo com esta delimitação.

---

<sup>22</sup> Após a entrada em vigor da metodologia TOTEX, a ERSE já aceitou custos de investimento fora da base de custos TOTEX, nomeadamente de um projeto que teve problemas de licenciamento não imputáveis ao operador. À data da definição da base de custos do TOTEX, o projeto ainda não tinha sido transferido para exploração e subsistia incerteza quanto à data em que ocorreria. Tendo-se confirmado a transferência para exploração durante o ano de 2022, o CAPEX deste projeto foi incluído nos proveitos permitidos do operador, fora da metodologia TOTEX.

<sup>23</sup> Correspondente ao espaço marítimo entre a costa continental portuguesa e as 24 milhas marítimas, de acordo com o definido na [“Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar”](#).

Consequentemente, os investimentos deste tipo de redes e os respetivos custos de exploração passaram a ter um tratamento regulatório equiparado aos ocorridos com as redes terrestres no território continental, passando a incorporar as bases de custos da metodologia de regulação em vigor, no pressuposto de que constam num PDIRT aprovado ou, se ainda não aprovado, que tenha merecido a concordância na ERSE no respetivo parecer.

Os riscos e respetivas medidas de gestão para este tipo de investimentos são, portanto, equivalentes aos anteriormente descritos.

#### **RISCOS E INCENTIVOS ESPECÍFICOS PARA PROJETOS DE INTERESSE COMUM NA RNT**

No âmbito do n.º 1 do artigo 17.º do Regulamento (UE) n.º 2022/869, caso a entidade concessionária da RNT solicite um incentivo específico para um projeto de interesse comum (PCI), a avaliação desse pedido seguirá a metodologia comum para a identificação e avaliação de riscos em 7 passos, descrita na Recomendação n.º 03/2014 da ACER<sup>24</sup>. Esta avaliação será conduzida apenas em casos em que, comprovadamente, a metodologia e parâmetros de regulação da atividade de transporte de energia elétrica que esteja em vigor, não proporcione por si só um equilíbrio justo e suficiente entre riscos e receitas para o operador, ou as especificidades do projeto não tenham sido endereçadas fora da metodologia TOTEX, nos termos acima referidos.

### **3.3 MEDIDAS DE GESTÃO DE RISCOS APLICADAS À ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNTG**

No caso do setor do gás, o quadro regulatório torna o risco de investimento do operador da rede de transporte praticamente nulo.

#### **TRATAMENTO REGULATÓRIO DO OPEX**

Ao nível do OPEX, os custos aceites para efeitos de regulação estão sujeitos a uma metodologia de regulação por incentivos. Deste modo, os proveitos permitidos destinados a suportar os custos desta natureza podem ser diferentes dos custos reais ocorridos. Contudo, tratando-se de uma atividade com

---

<sup>24</sup> [“Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators no. 03/2014, of 27 June 2014, on incentives for Projects of Common Interest and on a common methodology for risk evaluation”](#),.

grande maturidade, não é expectável que existam alterações significativas dos custos unitários de exploração ao longo do período de regulação, sendo eventuais desvios por excesso ou por defeito internalizados na parametrização da base de custos de exploração para o período de regulação seguinte.

Por outro lado, o princípio de partilha do desempenho económico, também aplicado na atividade de transporte do setor elétrico, permite atenuar a distância entre os proveitos permitidos e o nível de custo da empresa.

Não existem, portanto, riscos significativos ou sistemáticos associados à recuperação dos custos de exploração da atividade de transporte de gás.

### TRATAMENTO REGULATÓRIO DO CAPEX

Os investimentos da entidade concessionária da RNTG considerados no PDIR aprovado pelo Governo e validados pela ERSE<sup>25</sup> devem ser considerados no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de transporte de gás e recuperados através das tarifas de acesso à rede. No setor do gás, todos os investimentos integrados nas bases de ativos regulados são valorizados a custos históricos contabilísticos.

No que diz respeito à remuneração dos investimentos no setor do gás, a taxa de remuneração dos ativos é definida de forma a refletir tanto o risco da atividade, como o risco do contexto financeiro e macroeconómico vigente. Assim, a taxa de remuneração dos ativos corresponde ao custo médio ponderado dos capitais próprios e alheios, sendo que o custo do capital alheio reflete o custo de financiamento da empresa e o custo do capital próprio reflete o risco sistemático da atividade por ser calculado através do modelo CAPM<sup>26</sup>.

Adicionalmente, tal como referido atrás existe um mecanismo de indexação da taxa de remuneração, que a torna dependente da evolução das *yields* das obrigações de tesouro a 10 anos da República Portuguesa, refletindo desse modo a evolução das condições financeiras do país, o que permite mitigar o risco de liquidez. Tal como no setor elétrico, a indexação é parcial, o que faz com que a taxa de remuneração dos ativos regulados não possa evoluir para além de um valor máximo ou de um valor mínimo.

---

<sup>25</sup> Não existe uma equivalência exata e imediata entre a aprovação de um investimento em sede de PDIR e a sua inclusão na base de custos do novo período de regulação. A ERSE terá de validar um conjunto de fatores, designadamente se entrou de facto em exploração, se pode desempenhar as funções para os quais foi aprovado no PDIR e se os custos refletem os previstos, em condições *ceteris paribus*, no respetivo PDIR.

<sup>26</sup> *Capital Asset Pricing Model*



Para além destes aspetos, são aplicadas pela ERSE outras medidas que mitigam os principais riscos regulatórios das atividades de transporte de gás e operação de infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL:

1. Risco de incumprimento dos prazos

Os custos financeiros associados à realização dos investimentos são considerados no valor dos investimentos incorporados na base de ativos regulados, que são considerados nos cálculos dos proveitos permitidos e recuperados por aplicação das tarifas de acesso à rede. Assim, qualquer custo de financiamento acrescido decorrente de incumprimento de prazos será igualmente recuperado. No entanto, apenas após a entrada em exploração dos investimentos é que se inicia a recuperação e remuneração dos custos correspondentes.

2. Risco de ativos “ociosos” (*stranded assets*)

Com a entrada em exploração dos investimentos inscritos nos PDIRG aprovados e a sua validação pela ERSE, estes são integrados na base de ativos regulados e considerados para o cálculo de CAPEX até que sejam totalmente amortizados, mesmo que as premissas que serviram de base à decisão de realização do investimento não se verifiquem.

3. Risco de não consideração dos investimentos previstos

Nos processos de fixação de tarifas de acesso à rede para o ano seguinte, os custos previstos para os investimentos aprovados no PDIRG, validados pela ERSE, que se preveem entrar em exploração nesse ano são incluídos na base de ativos regulados subjacente ao cálculo do CAPEX.

4. Risco de desfasamento entre o CAPEX real e o CAPEX previsto

As tarifas de acesso à rede (aplicadas em uma base anual) incluem os custos de investimentos previstos. A diferença entre estes custos e os custos de investimento reais é contabilizada nas tarifas dois anos mais tarde, incluindo os custos ou os ganhos financeiros estimados associados aos desvios apurados.

## IMPACTE DO QUADRO REGULATÓRIO

Apesar de ser aplicada uma metodologia do tipo *price cap* ao OPEX, o impacto decorrente do eventual desvio entre os custos de exploração reais e os custos de exploração recuperados pelas tarifas é mitigado tendo em conta que o período de regulação de duração média (4 anos).

No que diz respeito ao CAPEX, a metodologia de regulação aplicada, do tipo *rate of return*, é pela sua natureza de risco mínimo.

A existência do mecanismo de transferência intertemporal dos desvios de proveitos associados a desvios da procura de gás introduz um desfasamento entre o fluxo dos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso às redes e os proveitos permitidos à atividade de transporte de gás. Este desfasamento ocorre num período temporal relativamente curto e o mecanismo neutraliza financeiramente as transferências efetuadas, pelo que não incrementa de modo relevante o risco em que o operador incorre na realização e investimentos. Acresce que ao promover a estabilidade tarifária, também contribui para uma maior sustentabilidade económica da rede de transporte de gás.

Assim, o quadro regulatório aplicado às atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNTG garante um nível de risco muito baixo para a realização e exploração de investimentos que estejam aprovados num PDIRG.

## RISCOS E INCENTIVOS ESPECÍFICOS PARA PROJETOS DE INTERESSE COMUM NA RNTG

No âmbito do n.º 1 do artigo 17.º do Regulamento (UE) n.º 2022/869, caso a entidade concessionária da RNTG solicite um incentivo específico para um projeto de interesse comum (PCI), a avaliação desse pedido seguirá a metodologia comum para a identificação e avaliação de riscos, em 7 passos, descrita na Recomendação n.º 03/2014 da ACER.

Esta avaliação será conduzida apenas em casos em que, comprovadamente, a metodologia e parâmetros de regulação da atividade de transporte de gás natural que esteja em vigor, não proporcione por si só um equilíbrio justo e suficiente entre riscos e receitas para o operador.