

**ANÁLISE DE DESEMPENHO ECONÓMICO DAS EMPRESAS
REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2025

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
www.erse.pt

ÍNDICE

0 SUMÁRIO EXECUTIVO.....	1
1 ATIVIDADES REGULADAS DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT	7
1.1 Evolução dos proveitos permitidos	7
1.2 Evolução do OPEX unitário	10
1.3 Evolução dos proveitos permitidos totais e dos custos reais totais	11
1.4 Análise dos ativos e dos investimentos	14
1.5 Remuneração do ativo	18
2 ATIVIDADE REGULADA DESENVOLVIDA PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RND	21
2.1 Evolução dos proveitos permitidos	21
2.2 Evolução do OPEX.....	23
2.3 Evolução dos proveitos permitidos totais e dos custos reais totais	24
2.4 Análise dos investimentos e dos ativos	26
2.5 Remuneração do ativo	27
3 ATIVIDADE REGULADA DESENVOLVIDA PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	31
3.1 Evolução do TOTEX.....	31
3.2 Evolução do TOTEX por cliente.....	33
4 REGIÕES AUTÓNOMAS (RA)	35
4.1 Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	35
4.1.1 Evolução dos proveitos permitidos.....	35
4.1.2 Evolução dos proveitos permitidos totais e dos custos reais totais.....	37
4.1.3 Ativo bruto e ativo líquido	39
4.1.4 Remuneração do ativo da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema.....	42
4.2 Distribuição de Energia Elétrica.....	44
4.2.1 Evolução dos proveitos permitidos.....	44
4.2.2 Evolução do OPEX unitário	46
4.2.3 Evolução dos proveitos permitidos totais e dos custos reais totais.....	47
4.2.4 Ativo bruto e ativo líquido	48
4.2.5 Remuneração do ativo da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	50
4.3 Comercialização de Energia Elétrica	52
4.3.1 Evolução do OPEX e do CAPEX.....	52
4.3.2 Evolução do OPEX unitário	54
ANEXO I - GLOSSÁRIO.....	57
ANEXO II - SIGLAS.....	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Proveitos permitidos reais – atividade de TEE (preços correntes).....	7
Figura 1-2 - Proveitos permitidos reais – atividade de GGS (preços correntes).....	9
Figura 1-3 – OPEX por energia – atividade de TEE (preços constantes 2024).....	11
Figura 1-4 – OPEX por km de rede – atividade de TEE (preços constantes 2024)	11
Figura 1-5 - Proveitos Permitidos Totais – atividade de TEE (preços correntes).....	12
Figura 1-6 –Proveitos Permitidos Totais por energia – atividade de TEE (preços constantes 2024)	13
Figura 1-7 - Evolução do ativo – atividade de TEE	14
Figura 1-8 - Evolução do ativo – atividade de GGS	15
Figura 1-9 - Evolução do investimento – atividade de TEE	16
Figura 1-10 - Evolução do investimento – atividade de GGS	17
Figura 1-11 - Taxa de remuneração da atividade de TEE	19
Figura 2-1 – Proveitos permitidos reais (preços correntes).....	21
Figura 2-2 – Evolução do OPEX controlável real (preços correntes)	23
Figura 2-3 – OPEX por cliente em BT (preços constantes 2024)	24
Figura 2-4 – OPEX por energia em AT/MT (preços constantes 2024)	24
Figura 2-5 –Proveitos permitidos totais – atividade de DEE (preços correntes).....	25
Figura 2-6 –TOTEX por energia – atividade de DEE (preços constantes 2024)	25
Figura 2-7 – Evolução do investimento.....	26
Figura 2-8 – Evolução do Ativo	27
Figura 2-9 - Taxa de remuneração - E- Redes	28
Figura 3-1 - Proveitos permitidos reais (preços correntes).....	32
Figura 3-2 - TOTEX por cliente (preços constantes 2024)	33
Figura 4-1 – Proveitos permitidos reais – AGS EDA (preços correntes)	35
Figura 4-2 – Proveitos permitidos reais – AGS EEM (preços correntes)	36
Figura 4-3 - TOTEX por energia EDA (preços constantes de 2024)	37
Figura 4-4 - TOTEX por energia EEM (preços constantes de 2024).....	38
Figura 4-5 – Evolução do ativo EDA	39
Figura 4-6 – Evolução do ativo EEM.....	40
Figura 4-7 - Evolução do investimento da AGS na EDA.....	40
Figura 4-8 - Evolução do investimento da AGS na EEM	41
Figura 4-9 - Taxa de remuneração - EDA	43
Figura 4-10 - Taxas de remuneração EEM	44
Figura 4-11 – Proveitos permitidos reais – DEE EDA (preços correntes)	45

Figura 4-12 – Proveitos permitidos reais – DEE EEM (preços correntes).....	45
Figura 4-13 - OPEX por energia EDA (preços constantes de 2024)	46
Figura 4-14 - OPEX por energia EEM (preços constantes de 2024)	47
Figura 4-15 - TOTEX por energia EDA e EEM (preços constantes de 2024)	48
Figura 4-16 – Evolução do ativo EDA	48
Figura 4-17 – Evolução do ativo EEM.....	49
Figura 4-18 - Evolução do Investimento DEE – EDA e EEM (preços constantes de 2024)	49
Figura 4-19 - Taxa de remuneração - atividade de Distribuição Energia - EDA.....	50
Figura 4-20 - Taxa de remuneração – Atividade de Distribuição Energia - EEM	51
Figura 4-21 – Proveitos permitidos reais– CEE EDA (preços correntes)	52
Figura 4-22 – Proveitos permitidos reais – CEE EEM (preços correntes)	53
Figura 4-23 - OPEX por cliente EDA (preços constantes de 2024)	54
Figura 4-24 - OPEX por cliente EEM (preços constantes de 2024).....	55

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento pretende monitorizar os efeitos das metodologias de regulação nas empresas do setor elétrico, cujos rendimentos¹ são diretamente definidos pela ERSE.

A análise abrange as principais atividades do sector elétrico sujeitas à aplicação do Regulamento Tarifário, tendo por base um leque de indicadores económicos e financeiros que permitem avaliar o desempenho das empresas e a eficácia das metodologias regulatórias, nomeadamente: (i) a evolução dos custos² de exploração e de investimento; (ii) a proximidade desses custos aos proveitos permitidos; (iii) a rentabilidade das atividades; e (iv) a evolução do nível de investimento.

O período analisado abrange 10 anos civis com dados reais e auditados, iniciando-se no ano de 2015, primeiro ano do período de regulação 2015-2018, e terminando em 2024, terceiro ano do período de regulação 2022-2025.

Este documento assume especial relevância por ser elaborado no ano que antecede o novo período de regulação do setor elétrico (2026-2029). A análise aqui apresentada constitui um instrumento adicional de avaliação das metodologias de regulação e dos respetivos parâmetros que enquadram o cálculo dos proveitos permitidos, contribuindo para a definição das novas bases de custos e dos fatores de eficiência desse novo período.

Apresenta-se de seguida um breve resumo das principais conclusões retiradas da análise da informação constante deste documento.

CUSTOS E INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DO CONTINENTE

Na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), entre 2015 e 2022 observou-se uma estabilização dos proveitos permitidos, mais evidente a partir de 2018. Em termos unitários, os proveitos permitidos totais reais³ por unidade de energia transportada e por Km de rede diminuíram durante o período analisado. Sublinhe-se que entre 2018 e 2021 os custos totais diminuíram, apesar do crescimento da atividade, visível, por exemplo, no aumento da energia transportada. Em 2022 passou a ser aplicada uma metodologia de

¹ Chamados de proveitos permitidos.

² Gastos.

³ Proveitos permitidos definitivos calculados com valores reais, que recuperam os custos de exploração, os custos de investimento e que incluem vários incentivos ao melhor desempenho da gestão da RNT.

regulação por TOTEX⁴ que abrange os custos de exploração e os custos com investimentos considerados controláveis pela empresa. Nesse ano, foi também eliminado o mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência para os ativos transferidos para exploração a partir dessa data. A partir de 2022 os proveitos da componente TOTEX aumentaram ligeiramente devido, sobretudo, ao aumento da taxa de remuneração verificada após 2021. No entanto, os proveitos por energia transportada continuaram a diminuir, porque o efeito do aumento da energia supera o do incremento dos proveitos. Tendo já sido concluídos três anos do período de regulação 2022-2025, é possível antecipar que a empresa responsável pela atividade de TEE consegue reter ganhos decorrentes dos custos serem inferiores aos proveitos permitidos. Essa diferença advém da contenção dos gastos de exploração e do nível de investimento realizado ser inferior ao previsto para o período de regulação.

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) do continente, verifica-se igualmente uma tendência de redução dos proveitos permitidos e dos proveitos permitidos unitários, que acompanha a redução dos custos. Esta tendência acentuou-se em 2018, tanto pela diminuição dos proveitos totais, como pelo incremento da energia distribuída. Nesse ano, foi introduzida a metodologia do tipo TOTEX ao nível da baixa tensão, alargada à média e alta tensão em 2022. Nos últimos anos, os proveitos permitidos unitários mantiveram a tendência de decréscimo, embora menos evidente em 2023 e 2024. Esta tendência decorre do incremento da eletricidade distribuída, que compensa o aumento dos proveitos.

Ao nível dos investimentos, as duas atividades associadas às infraestruturas de rede evoluíram de forma semelhante. Na atividade de TEE, verificou-se alguma instabilidade na trajetória de evolução, com o valor a atingir o seu mínimo em 2018. O investimento voltou a crescer nos anos seguintes até atingir o seu máximo em 2024, em torno dos 282 milhões de euros. Na atividade de DEE, o nível de investimento, que se vinha revelando relativamente estável até 2017, também atingiu em 2018 o valor mais baixo de todo o período em análise, 278 milhões de euros. O investimento voltou a aumentar nos anos seguintes, até ao valor máximo de 549 milhões de euros, em 2024.

A atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) do comercializador de último recurso tem apresentado uma redução acentuada, devido ao processo de liberalização de mercado e ao calendário de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais previsto na lei. O decréscimo da atividade reflete-se naturalmente na diminuição dos seus proveitos permitidos, mais evidente até 2016. A partir desse ano

⁴ Do inglês *Total Expenditures*, gastos totais. Esta metodologia, incluindo os principais parâmetros, encontra-se detalhada no documento "[Parâmetros de regulação para o período 2022-2025](#)".

registou-se uma certa estabilidade, interrompida em 2024, com o reconhecimento de gastos com a participação do financiamento da tarifa social e com o preço regulado do OLMCA.

Em termos unitários⁵, os custos cresceram ligeiramente até 2020 uma vez que o número de clientes que passou para o mercado foi superior à redução dos custos da empresa. Posteriormente, a partir de 2021 registou-se uma diminuição dos custos da empresa, o que indica que terá adequado a sua estrutura de custos ao número de clientes em carteira.

CUSTOS E INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Nas atividades reguladas das Regiões Autónomas destaca-se a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), que não é comparável às do continente, uma vez que os seus custos dependem fortemente dos preços da energia primária utilizada na produção de energia elétrica. A evolução, em termos unitários⁶, dos custos da EDA e da EEM apresenta padrões muito semelhantes. Em 2020, a pandemia de COVID-19 contribuiu para a redução da procura e para a redução dos preços dos combustíveis, provocando a queda dos custos nesta atividade. Posteriormente, até 2022, verificou-se uma grande volatilidade dos custos, marcada inicialmente por um aumento acentuado, seguida de uma descida a partir de 2023. Ainda assim, os valores permanecem ligeiramente acima dos registados antes da pandemia.

Na atividade de Distribuição das Regiões Autónomas, até 2021 os proveitos permitidos totais por energia distribuída na EDA foram inferiores aos da EEM. Contudo, em 2022, com o início de um novo período de regulação, verificou-se uma aproximação dos valores das duas empresas, que registam uma ligeira tendência de redução.

Na atividade de Comercialização das Regiões Autónomas, os proveitos permitidos totais têm-se mantido relativamente estáveis, com uma ligeira tendência decrescente em termos unitários por cliente.

⁵ Apresentado em euros/cliente.

⁶ Medida pelo Totex/energia emitida (eur/MWh).

RENTABILIDADE E DESEMPENHO DAS ATIVIDADES REGULADAS

Na análise da rentabilidade das atividades reguladas, as taxas de remuneração definidas pela ERSE para os ativos regulados são comparadas com a rentabilidade ocorrida, designada no documento como “rentabilidade estatutária” ou “RoR estatutário” (rácio entre o EBIT das empresas e o RAB líquido real⁷). Em paralelo, são comparadas com a “rentabilidade regulada” ou “RoR regulatório” (rácio entre os proveitos permitidos para efeitos de regulação e os ativos considerados para cálculo do RoR⁸).

As atividades de redes das empresas do continente têm apresentado rentabilidades estatutárias superiores às taxas de remuneração definidas pela ERSE, embora estas diferenças se tenham atenuado fortemente a partir de 2018 na atividade de Distribuição de Energia Elétrica. A revisão dos parâmetros para o período de regulação 2018- 2021 e, principalmente, o término da harmonização dos procedimentos da transposição do normativo contabilístico de POC para IFRS originaram uma forte diminuição do RoR estatutário da atividade de DEE em 2018, aproximando-o do RoR ERSE. Em 2024, esta atividade apresenta um RoR estatutário de cerca de 6,8%, sem incluir o efeito do pagamento da CESE.

Na atividade de TEE a rentabilidade tem vindo a aumentar gradualmente desde 2022, após um período de quatro anos em que se assistiu a uma ligeira redução. Esse aumento resulta do acréscimo da taxa de remuneração dos ativos ocorrida no atual período de regulação e da capacidade da empresa em diminuir os seus custos e de cumprir com as metas definidas pela ERSE nos incentivos atribuídos a esta atividade. Em 2024, esta atividade apresenta um RoR estatutário próximo de 7,8%, sem incluir o efeito do pagamento da CESE.

Nas Regiões Autónomas, a atividade de AGS tem registado taxas de rentabilidade estatutárias superiores ou em linha com as taxas de remuneração definidas pela ERSE. Nas duas empresas o comportamento do RoR estatutário é bastante volátil, estando muito influenciado pela evolução dos custos de aquisição dos combustíveis e de políticas contabilísticas das empresas. Em 2023, tanto a EEM como a EDA apresentaram valores elevados, fruto, na primeira empresa, da diminuição de gastos e, na segunda empresa, de aumento de ganhos de empresas do grupo. Já em 2024, os níveis regressaram a valores mais próximos do RoR ERSE.

⁷ Dado por: Resultados operacionais antes de gastos de financiamento e impostos (EBIT) / RAB Real.

⁸ Que que correspondem aos ativos remunerados que não incluem os imobilizados em curso, e outros ativos não aceites como contadores na atividade de Distribuição e investimentos não aprovados pelo concedente no âmbito dos PDIR ou através de pedidos de aprovação autónoma.

Por fim, na Distribuição de Energia Elétrica, os RoR estatutários da EDA permanecem sistematicamente abaixo dos RoR ERSE, enquanto na EEM revelam maior volatilidade, sobretudo no último período de regulação.

NOTA FINAL

Nas atividades de Distribuição e de Transporte de Energia Elétrica do continente, durante o período de regulação anterior (2018-2021), verificou-se uma clara tendência de redução dos proveitos permitidos, que reflete essencialmente a diminuição das taxas de remuneração, em resultado do contexto macroeconómico e das metas de eficiência definidas pela ERSE. Os custos dessas atividades acompanharam a evolução dos proveitos permitidos. Neste quadro regulatório, as empresas têm incentivo em reduzir os seus custos abaixo dos proveitos permitidos podendo assim beneficiar de uma maior rentabilidade, enquanto os consumidores assistiram a uma diminuição consistente do peso dos proveitos dessas atividades nas tarifas, sem ser posta em causa a qualidade de serviço. Contudo, a partir do ano de 2022, observa-se uma ligeira inversão desta tendência decorrente do aumento das taxas de juro nos mercados financeiros, da taxa de inflação e do significativo incremento dos investimentos.

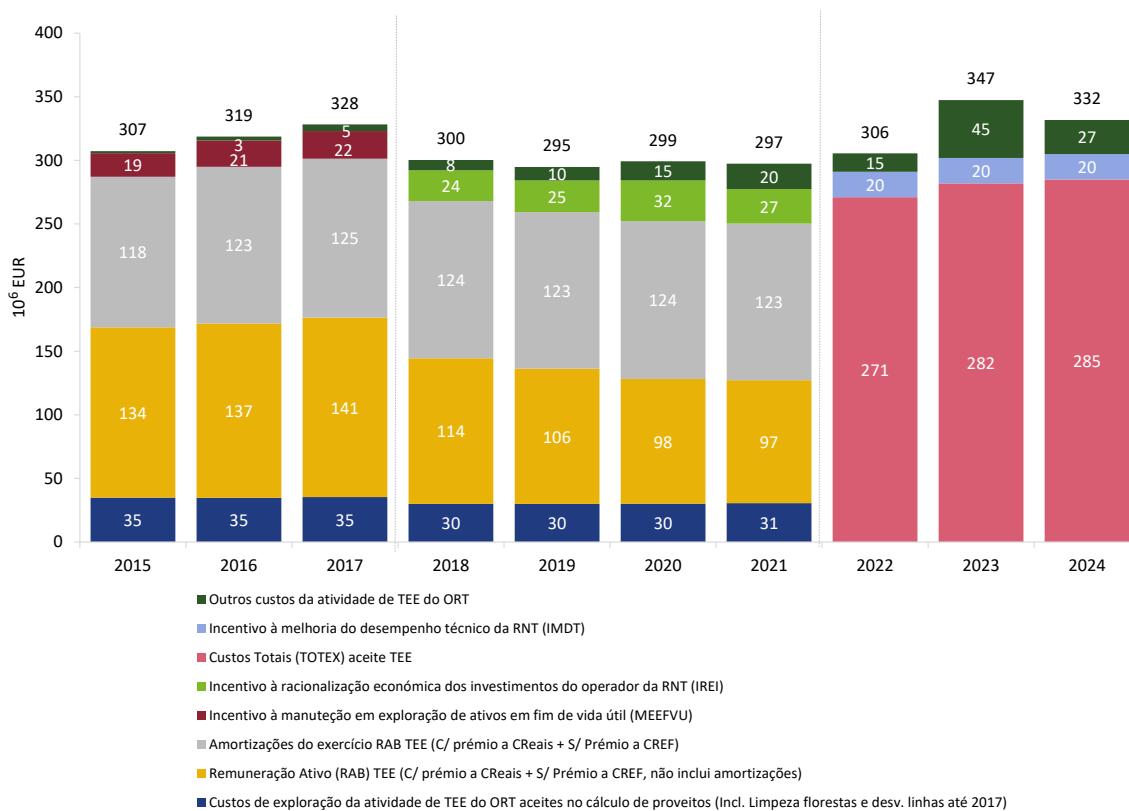
O aumento recente do investimento nas infraestruturas de transporte e de distribuição de energia elétrica no continente, realizado para responder aos desafios da transição energética, deverá contribuir para inverter a tendência de diminuição dos proveitos unitários. No entanto, este efeito ainda não era evidente em 2024, uma vez que o crescimento das quantidades de energia mitigou o acréscimo dos custos resultantes desses investimentos.

1 ATIVIDADES REGULADAS DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

1.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A Figura 1-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), do Operador da Rede de Transporte, a preços correntes.

**Figura 1-1 - Proveitos permitidos reais⁹ – atividade de TEE
(preços correntes)**



De 2008 a 2021, foi aplicado um mecanismo de custos incrementais ao nível do OPEX¹⁰ da atividade de TEE, sujeitos a metas de eficiência. Relativamente ao CAPEX¹¹ (remuneração dos ativos líquidos de

⁹ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1, neste caso apenas no CAPEX).

¹⁰ Do inglês *Operational Expenditures*, gastos operacionais.

¹¹ Do inglês *Capital Expenditures*, gastos com capital.

amortizações e subsídios + amortização anual), a regulação até 2021 foi efetuada por aplicação de uma metodologia do tipo *rate of return*¹². Complementarmente, entre 2009 e 2021, foi implementado um mecanismo de incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, com taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de ativos em função da valorização do ativo, consoante seja por custos reais ou por custos de referência.

Entre 2017 e 2021, o CAPEX decresceu cerca de 17%, facto para o qual contribuiu de forma muito significativa a redução da taxa de remuneração dos ativos em cerca de 1,8 pontos percentuais, que por sua vez reflete a evolução das taxas de juro nos mercados financeiros.

A partir de 2022, passou a aplicar-se uma metodologia de regulação por incentivos. O conjunto dos custos controláveis pela empresa, ou TOTEX¹³, isto é, custos de exploração e custos com investimentos considerados controláveis, evoluíram durante o período de regulação 2022-2025 com o deflator do PIB (IPIB), deduzido de uma meta de eficiência de 1,5%. Nesse ano, foi também eliminado o mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência para os ativos transferidos para exploração a partir de 2022. A componente TOTEX dos proveitos permitidos é constituída por uma parcela fixa e parcelas variáveis que evoluem em função das condições de financiamento (taxa de remuneração definida pela ERSE), da potência de produtores ligados à RNT e dos quilómetros de rede no final do ano.

O aumento de proveitos da componente TOTEX ocorrido em 2022, face a 2021, deve-se sobretudo ao aumento da taxa de remuneração, tendo o mesmo ocorrido em 2023. O aumento verificado em 2024 deve-se ao aumento da taxa de variação do IPIB.

Os incentivos específicos representam outra componente importante dos proveitos permitidos da atividade TEE. No período em análise, destaca-se o Incentivo à Manutenção em Exploração doe Equipamento em Fim de Vida Útil (MEEFVU) até 2017, o Incentivo à Racionalização económica dos Investimentos do Operador da RNT (IREI), entre 2018 e 2021, e o Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RNT (IMDT), a partir de 2022. Em 2024, o valor desse incentivo foi de 20 milhões de euros, o que representou cerca de 6% do conjunto dos proveitos permitidos da empresa (antes de ajustamentos).

¹² Na qual, simplesmente, se remuneram os investimentos realizados, sem se aplicar um fator de eficiência.

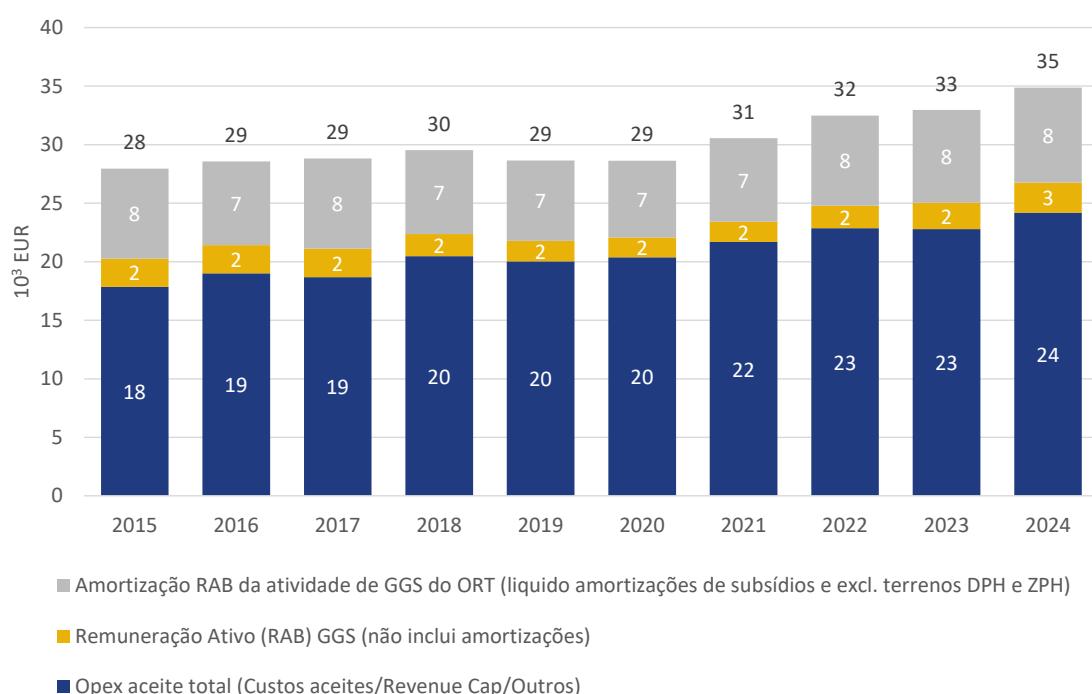
¹³ Esta metodologia, incluindo os principais parâmetros, encontra-se detalhada no documento "[Parâmetros de regulação para o período 2022-2025](#)".

A componente de outros custos registou um acréscimo significativo, em virtude da inclusão das perdas atuariais a partir de 2018, com uma prestação de 7,5 milhões de euros por um período de 11 anos, e do aumento da componente de compensação entre operadores das redes de transporte, líquido de rendas de congestionamento (17,5 milhões de euros em 2024 e 38 milhões de euros em 2023, face a valores de 5,5 milhões de euros em 2022 e de 1,7 milhões de euros em 2017).

A Figura 1-2 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), atribuída ao Operador da Rede de Transporte, a preço correntes.

Figura 1-2 - Proveitos permitidos reais¹⁴ – atividade de GGS

(preços correntes)



No caso do OPEX da atividade de GGS, foi aplicado, até 2017, um mecanismo de custos aceites em base anual, com *rate-of-return* no CAPEX. A partir de 2018, a forma de regulação alterou-se ao nível do OPEX, passando os gastos de exploração da atividade de GGS a serem regulados através da aplicação de incentivos, por aplicação de um *revenue cap*¹⁵ que evoluía com o IPB deduzido de uma meta de eficiência

¹⁴ Não inclui o efeito dos ajustamentos.

¹⁵ Nesta metodologia é definido no início do período de regulação o nível de proveitos permitidos para o período.

de 1,5% ao ano. No entanto, o reconhecimento dos custos com as plataformas afetas à gestão do sistema é efetuado casuisticamente pela ERSE. Esta metodologia manteve-se no atual período de regulação (2022-2025).

O OPEX cresceu até 2017, último ano de aplicação de um mecanismo de custos aceites, atingindo os 18,7 milhões de euros nesse ano. Entre 2018 e 2020, o OPEX manteve-se relativamente estável em torno de 20 milhões de euros. A partir de 2021 aumentou para atingir 24,2 milhões de euros em 2024, isto é, 18,2% acima do valor de 2018 e 6,2% acima do de 2023. Esta evolução deve-se aos custos com as plataformas afetas à gestão do sistema, fruto das novas obrigações atribuídas no âmbito da legislação europeia. Estes custos são considerados fora do *revenue cap* e, por isso, não estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência.

O valor do CAPEX¹⁶ observou uma redução de 18,6%, entre 2017 e 2020, em resultado da redução da taxa de remuneração e do valor do ativo líquido. No entanto, desde 2021 o CAPEX tem vindo a aumentar, devido ao crescimento do valor médio do ativo líquido a remunerar e da taxa de remuneração.

1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

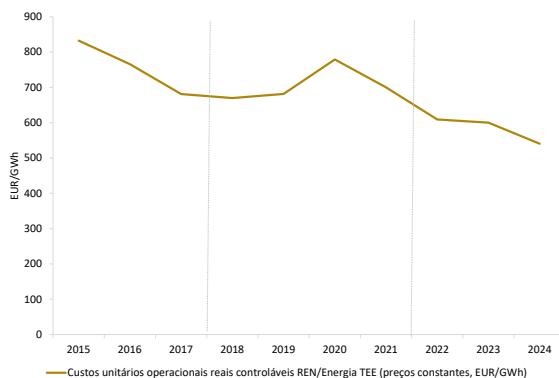
A Figura 1-3 e a Figura 1-4 apresentam a evolução do OPEX controlável¹⁷ da atividade de TEE, em função dos custos unitários por energia transportada e por quilómetro de rede¹⁸.

¹⁶ A remuneração dos ativos relacionados com aproveitamento hidroelétricos, que fazem parte da base de ativos da atividade de GGS desde 2006, não é evidenciada por se encontrar no âmbito dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), estando enquadrada pelos diplomas legais que definem a remuneração das parcelas associadas aos terrenos afetos ao Domínio Público Hídrico.

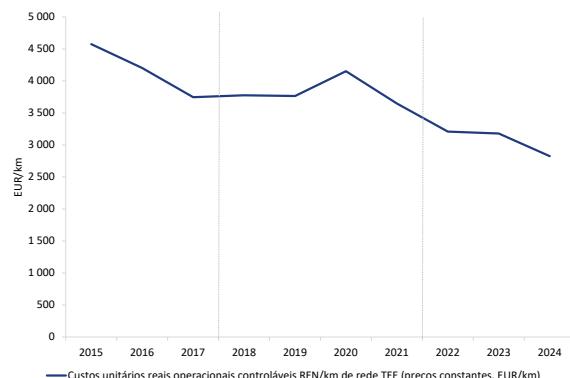
¹⁷ Correspondem aos custos sobre os quais podem incidir metas de eficiência por considerar que podem ser controláveis pela empresa, isto é, decorrem das suas decisões de gestão.

¹⁸ OPEX REN corresponde aos valores de OPEX verificados e apresentados nas contas reguladas auditadas, por unidade física.

**Figura 1-3 – OPEX por energia – atividade de TEE
(preços constantes 2024)**



**Figura 1-4 – OPEX por km de rede – atividade de TEE
(preços constantes 2024)**



Na atividade de TEE, os custos de exploração reais unitários, quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, têm vindo a reduzir-se ao longo do período em análise, à exceção do ano de 2020. Este ano caracterizou-se por um aumento significativo dos custos de exploração decorrente, sobretudo, dos custos com limpeza de florestas, e pela redução significativa do volume de energia transportada e a estagnação da extensão da rede decorrentes da pandemia Covid-19.

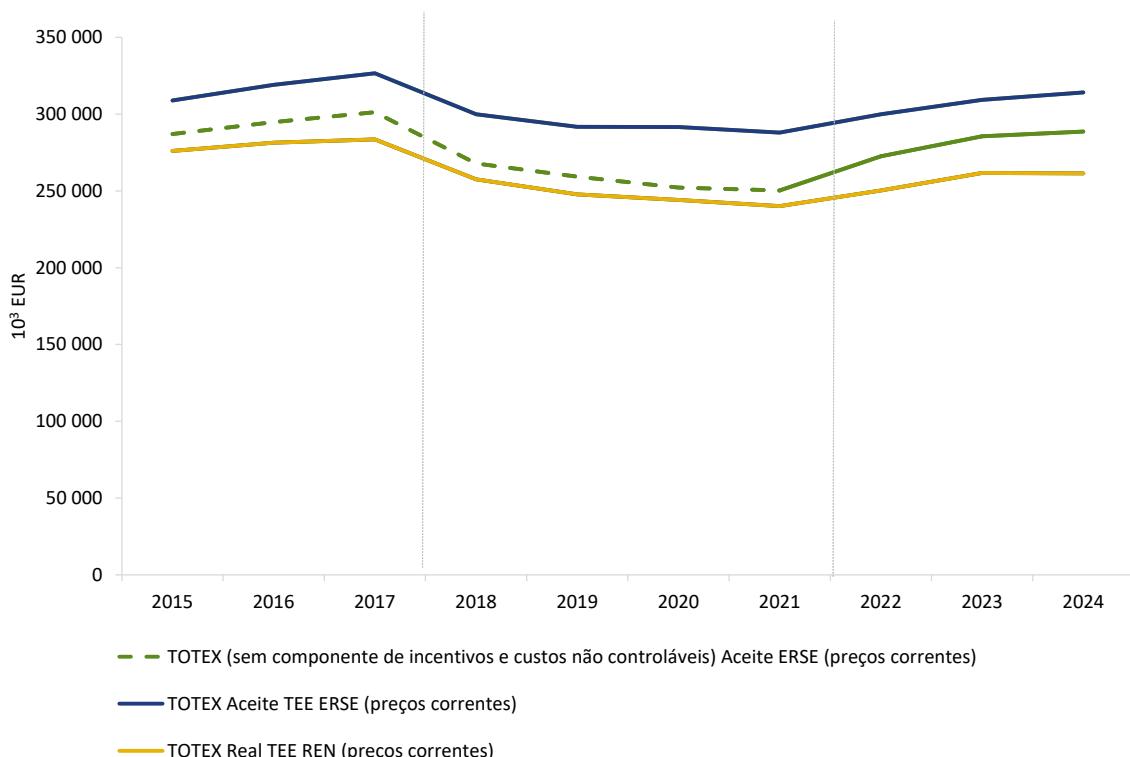
A redução de custos unitários a partir de 2021 deve-se ao efeito combinado da redução de custos de exploração e do aumento do volume de energia transportada e dos quilómetros de rede. A queda mais acentuada em 2022 deveu-se, sobretudo, à redução em 11,3% dos custos de exploração reais, ampliada pelo aumento quer da energia transportada (1,9%), quer dos quilómetros de rede (0,8%). Em 2023, ocorreu uma estabilização quer dos custos de exploração, quer da energia transportada e dos quilómetros de rede. A redução em 2024 face a 2023 é sobretudo justificada pelo efeito da redução dos custos de exploração reais em 8,7% (a preços de 2024), combinado com o aumento quer da energia transportada (1,3%), quer dos quilómetros de rede (2,7%).

1.3 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS TOTAIS E DOS CUSTOS REAIS TOTAIS

A Figura 1-5 mostra a evolução dos proveitos permitidos totais, comparando o valor aceite pela ERSE, que incorpora igualmente os custos não controláveis e os incentivos (Proveitos Permitidos Totais Aceites TEE

ERSE)¹⁹, com os valores efetivamente verificados de OPEX e de CAPEX, sem montantes relativos a custos não controláveis e a incentivos. Uma vez que a partir de 2022 a atividade de TEE passou a ser regulada por uma metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX, na figura comparam-se também os custos reais com a evolução desse TOTEX²⁰.

**Figura 1-5 - Proveitos Permitidos Totais – atividade de TEE
(preços correntes)**

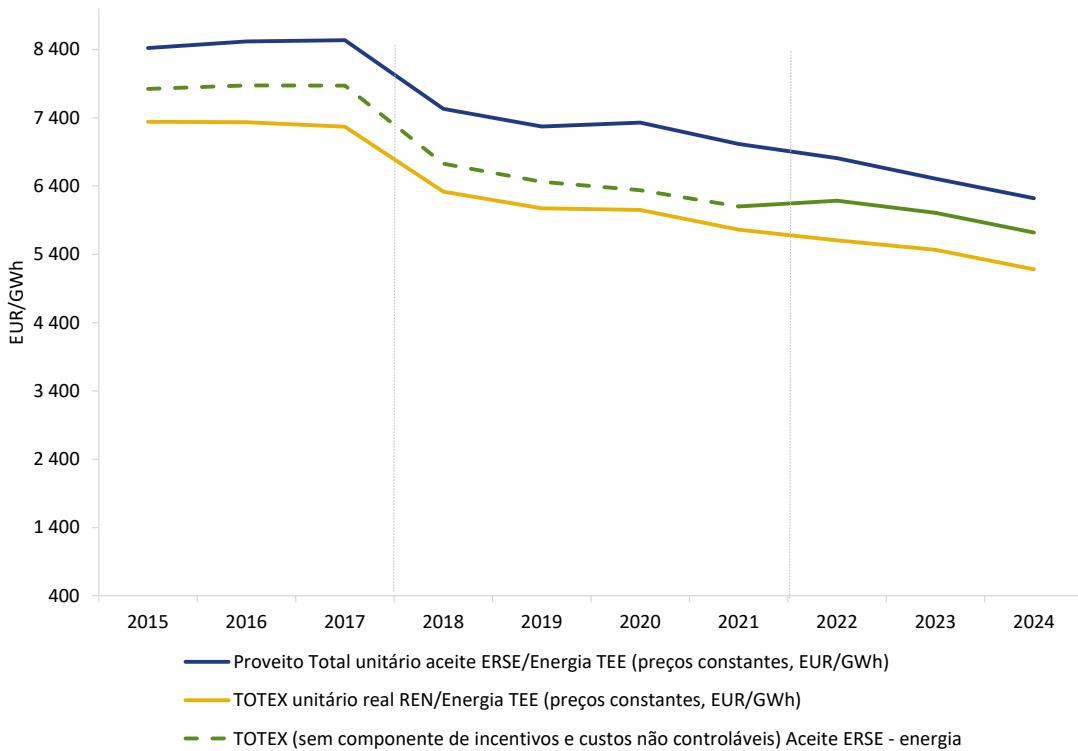


A seguinte figura apresenta a evolução anterior dos proveitos permitidos, do TOTEX e dos custos reais da atividade de TEE, em função da energia transportada e a preços constantes de 2024.

¹⁹ Proveitos Permitidos Totais aceites corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. OPEX + CAPEX Real REN corresponde aos valores custos de exploração (OPEX) e de custo de investimento (CAPEX), considerando neste caso a taxa de remuneração definida pela ERSE para cada ano em causa, custos estes que se verificaram e foram apresentados nas contas reguladas auditadas.

²⁰ Para efeitos de comparação, até 2021 o valor do TOTEX ERSE inclui a soma das parcelas de CAPEX e de OPEX controlável, sendo apresentado em linha contínua na figura.

**Figura 1-6 –Proveitos Permitidos Totais por energia – atividade de TEE
(preços constantes 2024)**



Pela análise das figuras anteriores, observa-se um distanciamento entre os proveitos permitidos totais aceites pela ERSE e os valores de custos (OPEX e CAPEX) registados pela REN. Esta divergência deve-se, sobretudo, à componente de CAPEX, em resultado da implementação do mecanismo de custos de referência (em 2009), bem como de outros mecanismos com incidência no ativo, como sejam o MEEFVU, em vigor até 2017, e IREI que em 2018 substituiu o MEEFVU. Em 2022, no início do atual período de regulação, o mecanismo de custos de referência e o incentivo IREI foram eliminados, introduzindo-se o incentivo IMDT.

Até 2021, as divergências entre os valores do TOTEX ERSE e os custos reais da empresa devem-se sobretudo ao mecanismo de custos de referência, no CAPEX, e à capacidade da empresa em obter ganhos de eficiência ao nível dos custos de exploração, superando as metas impostas pelo regulador. A partir de 2022, a empresa passa a poder obter ganhos de eficiência no CAPEX decorrente de novos investimentos, aos quais já não se aplica o mecanismo de custos de referência. Contudo, a avaliação do desempenho da empresa no âmbito da metodologia TOTEX deve ser realizada para o agregado dos 4 anos do período de regulação, uma vez que na definição da base de custos TOTEX se utilizou um valor médio de CAPEX para todo o período

de regulação²¹. No entanto, decorridos três anos do período de regulação, é possível observar que a empresa responsável pela atividade de TEE está a conseguir reter ganhos decorrentes dos custos serem inferiores aos proveitos permitidos. Essa diferença advém da contenção dos gastos de exploração e do nível de investimento realizado ser inferior ao previsto para o período de regulação.

1.4 ANÁLISE DOS ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

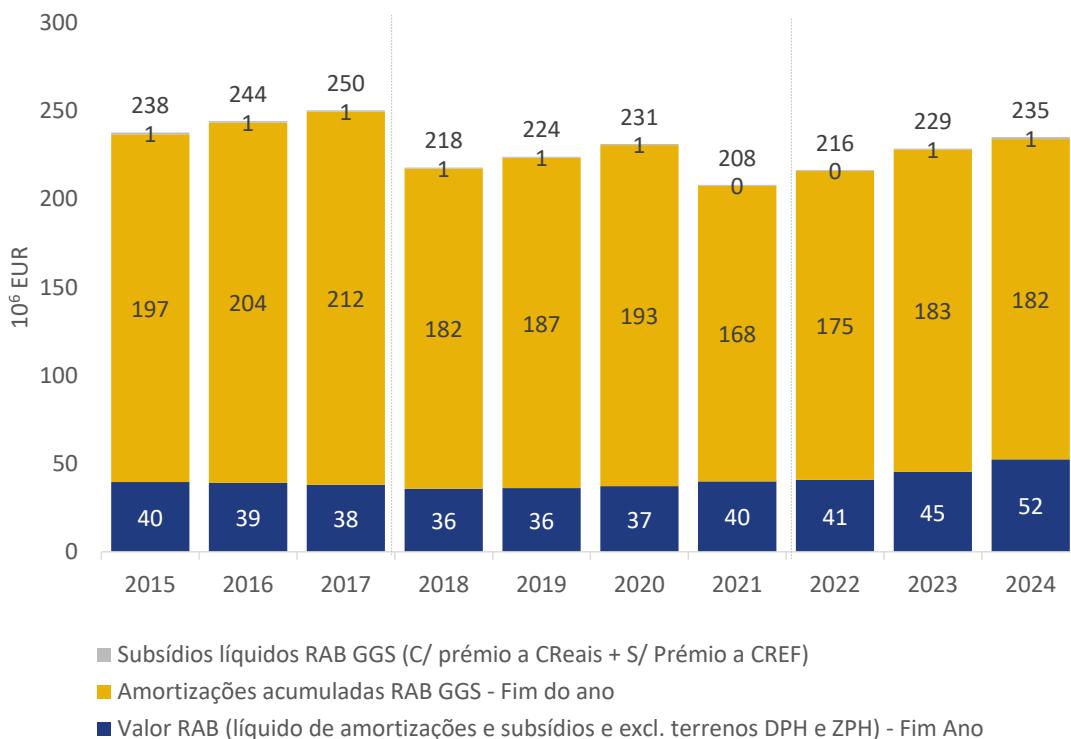
A Figura 1-7 e a Figura 1-8 apresentam a evolução dos ativos regulados afetos às atividades de TEE e de GGS.

Figura 1-7 - Evolução do ativo – atividade de TEE



²¹ Como o CAPEX considerado na base de custos TOTEX tem uma evolução crescente ao longo do período de regulação, é natural que nos primeiros anos o CAPEX real seja inferior ao CAPEX implícito na base de custos, sem que isso indique, necessariamente, ganhos obtidos pela empresa face às metas impostas pelo regulador.

Figura 1-8 - Evolução do ativo – atividade de GGS



Como se pode observar as figuras evidenciam:

- Atividade de TEE:
 - Uma tendência de redução do imobilizado remunerado (que corresponde ao imobilizado líquido em exploração (RAB)) entre 2015 e 2020, porque os valores anuais dos investimentos entrados em exploração são inferiores aos das amortizações dos ativos. Embora esta tendência tenha sido parcialmente revertida em 2021, em 2022 e 2023 o RAB voltou a reduzir-se, tendo aumentado ligeiramente em 2024.
 - O valor médio do RAB, no período 2015 a 2024, foi de 2 025 milhões de euros.
 - O valor médio das amortizações acumuladas, no período 2015 a 2024, foi de 2 590 milhões de euros.
- Atividade de GGS:
 - Uma tendência de descida no imobilizado remunerado até 2018, tendência que se inverteu ligeiramente a partir desse ano, atingindo-se em 2024 o valor mais elevado do período em análise.

- O valor médio do RAB, no período 2015 a 2024, foi de 42,2 milhões de euros.
- O valor médio das amortizações acumuladas, no período 2015 a 2024, foi de 188,6 milhões de euros.

A Figura 1-9 apresenta a evolução a preços correntes e a preços constantes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de TEE.

Figura 1-9 - Evolução do investimento – atividade de TEE



Entre 2015 e 2018 observa-se uma redução do volume de investimento nesta atividade, que atinge, em 2018, o valor mais baixo do período em análise. Contudo, essa tendência inverteu-se a partir de 2019, tendo o investimento atingido em 2024 o volume mais elevado desde 2015.

É de realçar que, tal como referido, no início do período regulatório 2018-2021, foi implementado um mecanismo de incentivo na atividade de TEE, designado incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (IREI), que veio substituir o anterior incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU). Este incentivo foi eliminado no período de regulação que se iniciou em 2022, tendo sido substituído pelo incentivo IMDT.

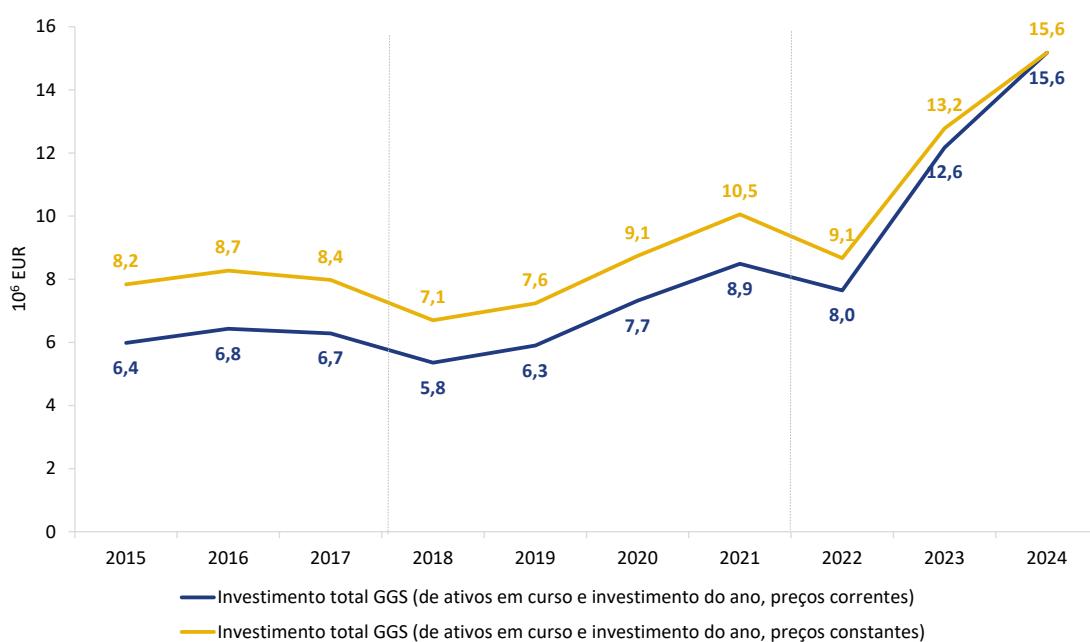
A média dos investimentos, a preços constantes, no período de regulação 2015-2017, foi de 171 milhões de euros, inferior ao nível do valor médio dos investimentos no período regulatório 2012-2014 (184 milhões de euros). No período de regulação 2018-2021, o valor médio dos investimentos foi de 148 milhões

de euros, correspondendo a uma redução de 13,6% relativamente ao período de regulação anterior. A média dos três anos do atual período de regulação, 221 milhões de euros, representa um valor superior aos valores médios dos três períodos de regulação anteriores.

É de realçar que a natureza das obras da atividade de TEE pode originar variações significativas do volume de investimentos entre cada ano. Acresce ainda que o ritmo de execução dos investimentos foi afetado, nos anos de 2020 a 2022, pela pandemia provocada pela Covid 19.

A Figura 1-10 apresenta o comportamento do investimento realizado na atividade de GGS.

Figura 1-10 - Evolução do investimento – atividade de GGS



Na atividade da GGS, o investimento é caracterizado por alguma volatilidade, com uma tendência de crescimento, designadamente a partir de 2018, que se acentuou em 2023 e 2024. A média dos investimentos, a preços constantes, no período de regulação 2015-2017, de 8,4 milhões de euros, foi cerca de 55,1% superior ao valor médio dos investimentos no período de regulação 2012-2014 (5,1 milhões de euros). No período de regulação 2018-2021, observa-se uma tendência ligeira de crescimento dos valores de investimento, com o valor médio a atingir os 8,6 milhões de euros. A média dos três anos do atual período de regulação, 12,6 milhões de euros, representa um valor superior aos valores médios dos três períodos de regulação anteriores. A empresa justifica o aumento verificado em 2023 e 2024 com

investimentos no centro de despacho, na reformulação do *Data Center* de Ermesinde e na nova sede em Sacavém, entre outros.

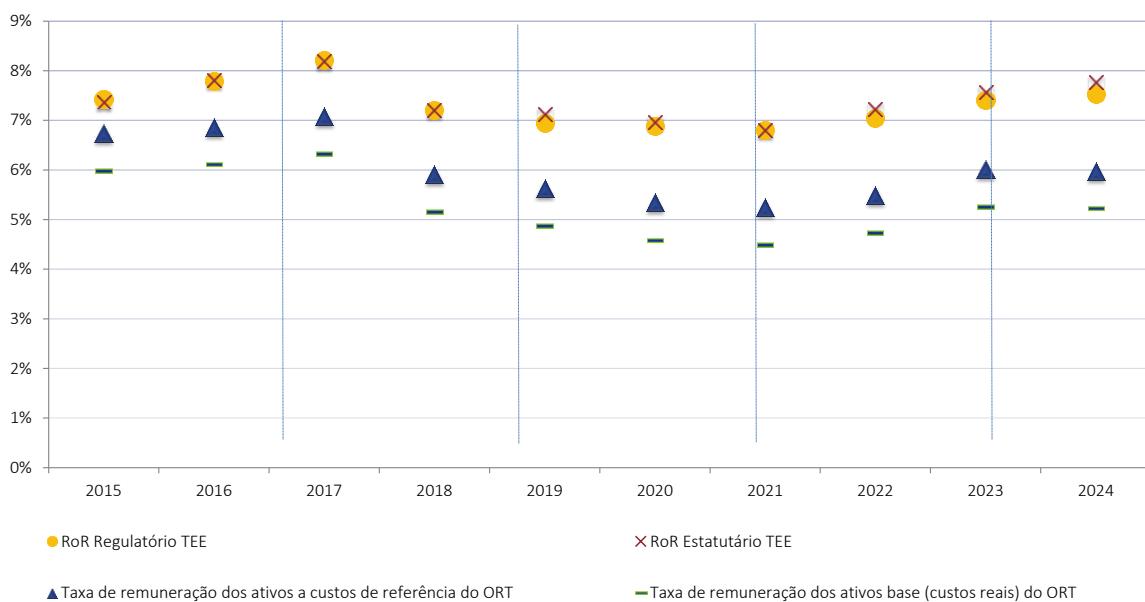
1.5 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

O valor do RoR (rentabilidade do capital empregue²²) é influenciado, entre outros fatores, pelo desempenho das empresas, pela metodologia de regulação utilizada, bem como pela transposição dos normativos contabilísticos. A atividade de TEE tem sido regulada através da aplicação de incentivos, com incidência, quer no CAPEX, quer no OPEX. Tal como anteriormente referido, os proveitos permitidos que visam recuperar os custos de exploração da atividade de TEE foram determinados até 2021 em função de um mecanismo de custos incrementais, sujeitos a metas de eficiência. Ao nível do CAPEX, para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009, foi definido um mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência valorizados a preços de referência, aplicando-se a esses ativos um prémio de 75 pontos base²³ sobre a taxa de remuneração. A partir de 2022, passou a aplicar-se uma metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais, ou TOTEX (OPEX + CAPEX), ou seja, aos custos de exploração e aos custos com investimentos. Assim, foi também eliminado o mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência para os ativos transferidos para exploração a partir de 2022.

Neste contexto, o cálculo do RoR é diferente tendo em conta a realidade regulatória e a realidade estatutária. A Figura 1-11 apresenta a evolução das taxas de remuneração na atividade de TEE definidas pela ERSE e do RoR estatutário da REN.

²² As definições dos vários RoR (estatutário e ERSE) são apresentadas no glossário deste documento.

²³ Para o período regulatório 2012-2014 o prémio face à taxa aplicada aos ativos valorizados a custos históricos foi de 150 pontos base.

Figura 1-11 - Taxa de remuneração da atividade de TEE

É de salientar que, a partir de 2012, a evolução da taxa de remuneração decorre da aplicação do mecanismo de indexação à evolução do contexto macroeconómico, avaliado desde 2015 pelas *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos.

A revisão dos parâmetros a aplicar no período de regulação que se iniciou em 2018, em especial a base de custos, mostra uma diminuição dos diferentes RoR, com o RoR estatutário a diminuir para cerca de 6,81% em 2021, o valor mais baixo do período em análise. Em 2022, ano de início de um novo período de regulação, o aumento do RoR estatutário face a 2021 foi sobretudo devido ao aumento da taxa de remuneração dos ativos, o mesmo se observando em 2023. Embora esta taxa tenha diminuído ligeiramente em 2024, o RoR estatutário aumentou para 7,8% nesse ano²⁴

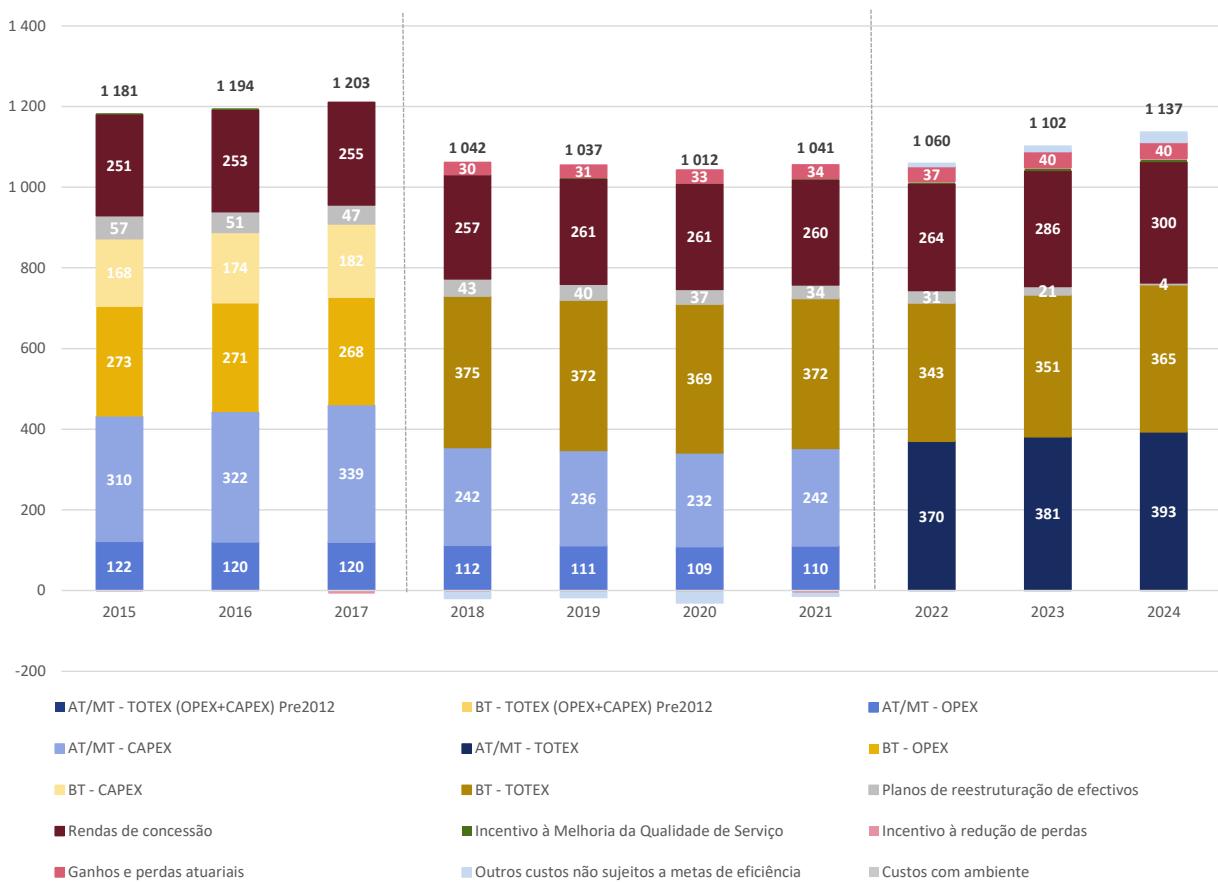
²⁴ Caso se considere o pagamento da CESE, o RoR estatutário seria 6,86%.

2 ATIVIDADE REGULADA DESENVOLVIDA PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RND

2.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A Figura 2-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), do Operador da Rede de Distribuição, a preço correntes.

Figura 2-1 – Proveitos permitidos reais²⁵
(preços correntes)



Como se observa, os proveitos permitidos da atividade de Distribuição permaneceram relativamente estáveis até 2017, diminuindo a partir do período de regulação de 2018-2021. No ano de 2020, atingiu-se

²⁵ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1, neste caso apenas no CAPEX).

o valor mais baixo de proveitos registados no período em análise, observando-se uma ligeira tendência de subida nos anos seguintes. Refira-se que a significativa diminuição de proveitos ocorrida no período 2018-2021 resultou da revisão em baixa das bases de custos para este período de regulação. Esta revisão foi possibilitada pelos ganhos de desempenho da empresa, materializados na diminuição dos custos da atividade, bem como pelo facto dos proveitos terem deixado de incorporar acertos à base de ativos e às amortizações do exercício associados à transição de POC para IFRS²⁶. A definição da nova base de custos para o período de regulação 2022-2025 também incorporou uma ligeira redução de proveitos. No entanto, a partir de 2021 os proveitos permitidos aumentaram em grande parte devido ao aumento da inflação e do custo de capital.

Até 2011, a atividade de DEE foi regulada por *price cap*²⁷, aplicada tanto ao OPEX, como ao CAPEX. A forma de regulação desta atividade foi alterada no período de regulação que se iniciou em 2012, no qual o CAPEX deixa de estar sujeito a um mecanismo do tipo *price-cap*, passando a ser regulado por um mecanismo do tipo *rate-of-return*. Refira-se que, em 2017, os proveitos associados aos custos de exploração (componente do OPEX e dos planos de reestruturação de efetivos) representavam mais de 46% do conjunto dos proveitos permitidos da atividade, excluindo as rendas de concessão aos municípios²⁸.

No o período de regulação de 2018-2021, alterou-se o enquadramento regulatório para uma metodologia do tipo *revenue-cap* aplicada aos custos totais (TOTEX) da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em baixa tensão, mantendo-se a metodologia para a atividade de Distribuição em alta e média tensão.

No período de regulação 2022-2025, alterou-se o enquadramento regulatório para uma metodologia do tipo *revenue-cap* aplicada ao TOTEX da atividade de Distribuição de Energia Elétrica também em alta e média tensão, uniformizando as metodologias aplicadas aos dois níveis de tensão (alta/média e baixa tensão).

²⁶ Esses acertos decorriam de ativos que continuavam a ser capitalizados, como se o POC estivesse ainda em vigor, e deixaram de o ser por se encontrarem totalmente amortizados no final de 2017.

²⁷ Na regulação por *price cap*, a evolução dos proveitos é definida para o período de regulação, evoluindo parcial ou totalmente consoante a evolução de variáveis (indutores de custo) que refletem o nível da atividade. De um modo geral, nesta metodologia de regulação os proveitos evoluem igualmente com a inflação (que pode ser medida pelo deflator do PIB) deduzida de uma meta de eficiência anual.

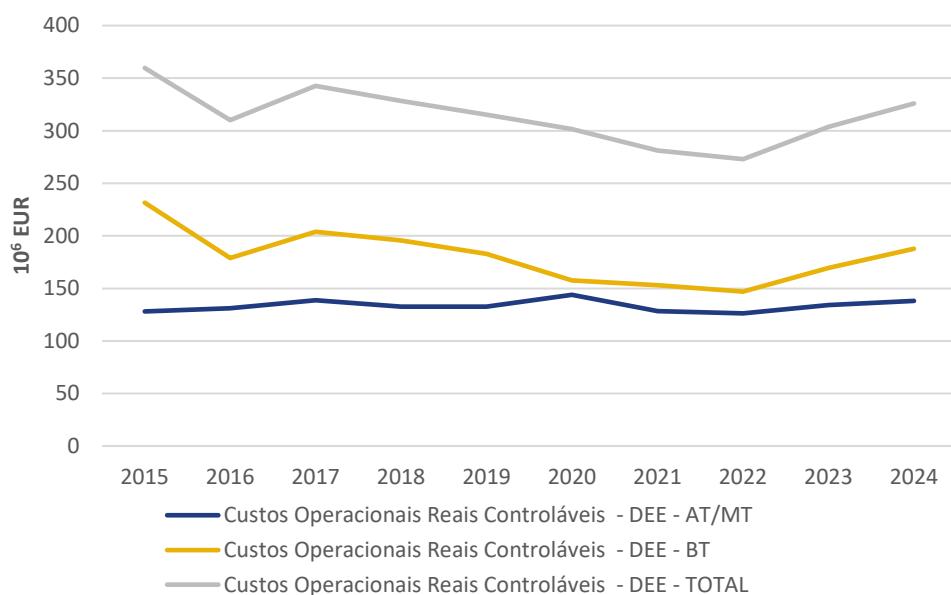
²⁸ As rendas de concessão são um *pass-through*, não representando um custo da própria atividade.

2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX

Numa análise mais específica sobre o OPEX, apresenta-se, de seguida, os custos de exploração por nível de tensão. Os valores apresentados para a BT são líquidos de rendas de concessão.

Figura 2-2 – Evolução do OPEX controlável real²⁹

(preços correntes)

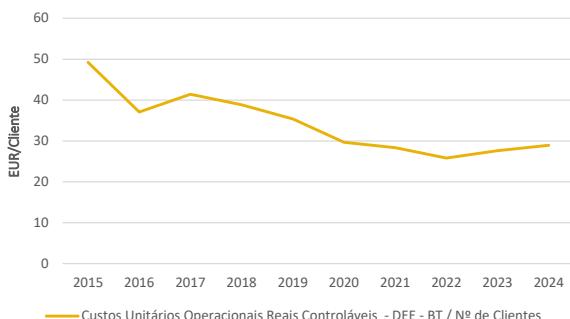


Como se pode observar na Figura 2-2, os custos de exploração controláveis apresentaram até 2022 uma tendência globalmente decrescente, embora a um ritmo mais estável nos últimos anos. Observa-se, por outro lado, um comportamento distinto entre a atividade em BT e a atividade em AT/MT, cujos custos se têm mantido relativamente estáveis. A partir de 2023, os proveitos aumentam devido à inflação. e à quebra, no ano de 2024, da faturação de montantes relativos a alterações ou reposição de potência contratada decorrente da diretiva ERSE nº10/2019.

Nas Figura 2-3 e Figura 2-4, apresentam-se os custos unitários, para os indutores que se consideram mais representativos. Enquanto que na BT, o OPEX é calculado por número de clientes, na AT/MT é por energia distribuída.

²⁹ Não inclui o efeito dos ajustamentos.

**Figura 2-3 – OPEX por cliente em BT
(preços constantes 2024)³⁰**



**Figura 2-4 – OPEX por energia em AT/MT
(preços constantes 2024)³¹**



As figuras anteriores ilustram o comportamento distinto dos gastos de exploração ao nível da AT/MT e da BT. No caso da BT, os custos de exploração unitários registaram até 2022 um decréscimo, devido sobretudo à redução dos gastos de exploração propriamente dito, visto que o indutor número de clientes é relativamente estável. A inversão desta tendência, a partir de 2023, deve-se ao incremento desses gastos.

No caso da AT/MT, os custos unitários diminuíram ligeiramente até 2019, por via simultaneamente de uma redução dos encargos de exploração e de um aumento da energia distribuída ao longo deste período. Em 2020, o aumento do OPEX unitário deveu-se principalmente à redução do consumo de eletricidade, decorrente da pandemia da COVID 19. A partir de 2021, a diminuição do OPEX unitário deveu-se ao incremento do consumo de eletricidade e em 2021 e 2022 aos próprios encargos de exploração. Este incremento do consumo mitigou, a partir de 2023, o incremento dos custos anteriormente referido.

2.3 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS TOTAIS E DOS CUSTOS REAIS TOTAIS

As duas figuras seguintes apresentam em euros e em valores unitários por energia distribuída, a evolução: i) dos proveitos totais permitidos; ii) do TOTEX³² permitido da atividade de DEE; e iii) dos custos totais reais

³⁰ Considera-se apenas os gastos operacionais controláveis.

³¹ Considera-se apenas os gastos operacionais controláveis.

³² TOTEX corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. Nos anos em que a metodologia regulatória determinava a desagregação das componentes de OPEX e CAPEX por cada nível de tensão, corresponde à soma destas componentes (o tracejado das figuras representa os anos em que ocorreu este procedimento).

(excluindo os gastos com as rendas dos planos de reestruturação de recursos humanos e dos ganhos e perdas atuariais). O TOTEX difere dos proveitos permitidos por incluir alguns custos não controláveis (tais como com as perdas atuariais) e os incentivos. Nenhuma das séries inclui os gastos relativos às rendas de concessão. Sublinhe-se que a figura em valores unitários é apresentada a preços constantes.

**Figura 2-5 –Proveitos permitidos totais – atividade de DEE
(preços correntes)**

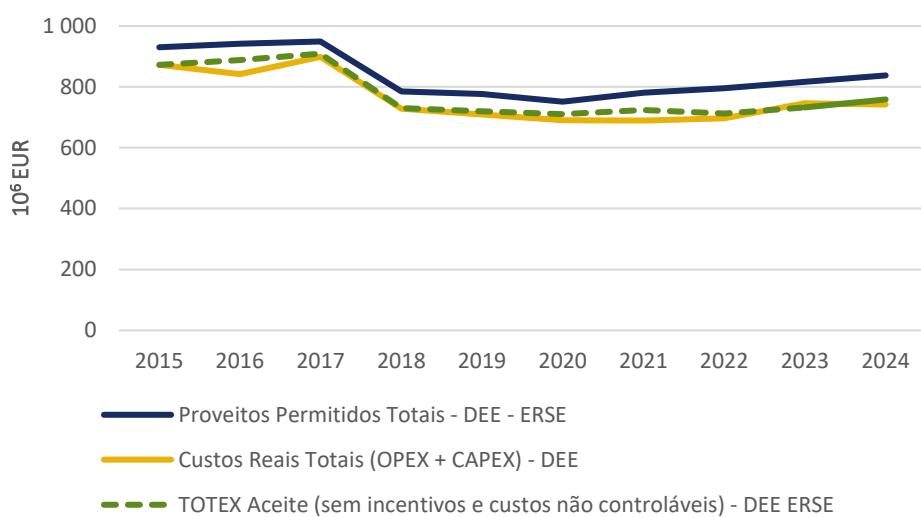
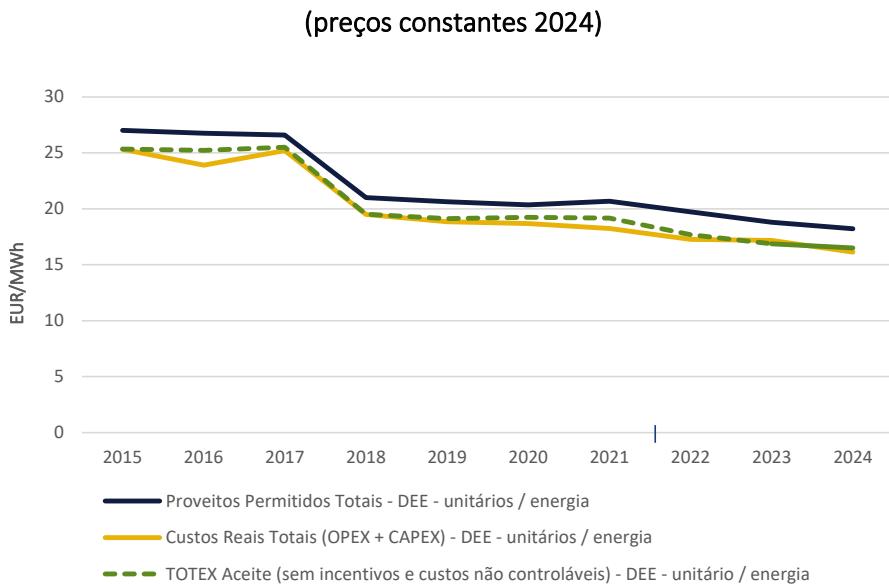


Figura 2-6 –TOTEX por energia – atividade de DEE



A partir de 2021 a tendência de redução dos proveitos totais inverteu-se. Esta inversão apenas ocorreu a partir de 2023 para o TOTEX aceite e para os custos reais totais. No entanto, os valores unitários das três rubricas, a preços constantes de 2024, mantiveram a tendência de redução tanto pelo efeito da diminuição dos custos totais a preços constantes, como pelo aumento da energia elétrica distribuída.

É possível observar que, tal como no caso da TEE, a empresa responsável pela atividade de DEE está a conseguir reter ganhos decorrentes dos custos serem inferiores aos proveitos permitidos. Essa diferença advém da contenção dos gastos de exploração e do nível de investimento realizado ser inferior ao previsto para o período de regulação.

2.4 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS E DOS ATIVOS

A Figura 2-7 e a Figura 2-8 apresentam, respetivamente, a evolução do investimento e a evolução dos ativos regulados afetos às atividades de DEE.

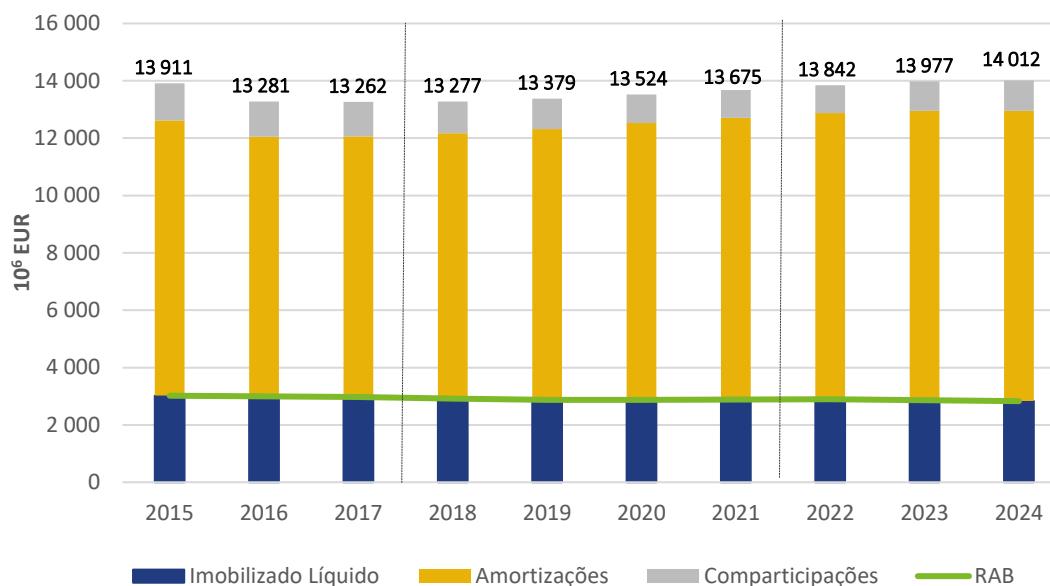
Figura 2-7 – Evolução do investimento



Na Figura 2-7 observa-se que até 2017 o investimento (a preços correntes) se situou entre 320 e 360 milhões de euros por ano. Em 2018, verificou-se uma diminuição do investimento face aos níveis anteriores, motivado, em parte, pela implementação de um novo sistema contabilístico, que levou à recalculação de algum investimento previsto para esse ano. No último quinquénio do período em

análise, observou-se uma tendência de crescimento, alcançando em 2024 o nível de investimento máximo no período em análise, a rondar os 550 milhões de euros.

Figura 2-8 – Evolução do Ativo



A Figura 2-8 mostra que o valor de RAB (ativo líquido a remunerar) tem estado relativamente estável, em torno dos 3 mil milhões de euros, observando-se, a partir de 2023, um ligeiro decréscimo comparativamente a 2022.

2.5 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

O cálculo do RoR³³ associado à atividade de Distribuição é especialmente influenciado pelo desempenho da empresa, pela transposição do normativo contabilístico de POC para IFRS, bem como pelas metodologias de regulação utilizadas.

De acordo com a metodologia de cálculo de proveitos permitidos, existem rubricas de custos consideradas fora da base de custos sujeita a metas de eficiência, como sejam os custos com planos de reestruturação

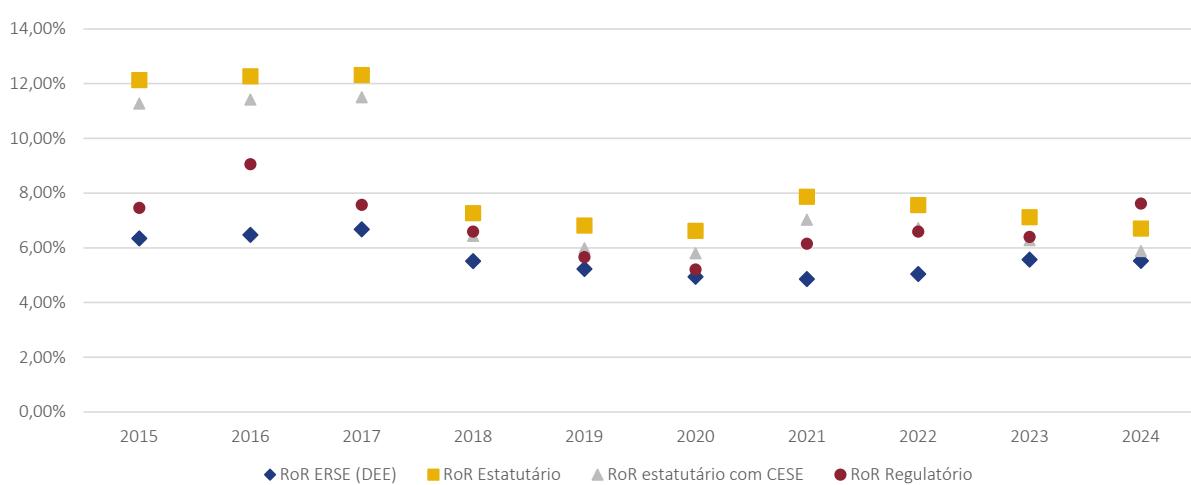
³³ As definições dos vários RoR (estatutário e ERSE) são apresentados no glossário deste documento.

de efetivos³⁴ e os valores recebidos com os aluguers de apoio em BT. Além disso, com a passagem de POC para IFRS, consideraram-se elegíveis custos que deixaram de constar da demonstração de resultados apenas devido à mudança do normativo contabilístico. Nesta situação, encontram-se os custos com a renda do PAR, os ganhos e perdas atuariais e, até 2017, as amortizações dos ativos que deixaram de ser capitalizados.

Neste contexto, o cálculo do RoR diverge naturalmente, caso se considere a realidade regulatória ou a realidade estatutária.

A Figura 2-9 é apresentada a taxa de remuneração definida pela ERSE em cada período de regulação e o RoR estatutário.

Figura 2-9 - Taxa de remuneração - E- Redes



Recorde-se que, à semelhança do ocorrido para a TEE, também na DEE, a partir de 2012, a taxa de remuneração definida pela ERSE está parcialmente indexada a uma variável indicativa das condições do mercado financeiro. Desde 2015, a taxa está indexada às *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos. A figura anterior mostra graficamente a redução, a partir de 2018, do RoR estatutário para níveis mais próximos do RoR definido pela ERSE. A revisão dos parâmetros para o período de regulação 2018-2021 e o término da harmonização dos procedimentos da transposição do normativo contabilístico de POC para IFRS

³⁴ Programa de Apoio à Reestruturação (PAR), Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e Programa de Ajustamento de Efetivos (PAE), cuja aceitação nestes moldes decorre de decisões tomadas pela ERSE em 2005 e 2011.

originaram a forte diminuição do RoR nesse período de regulação. Em 2020, registou-se um RoR estatutário de 6,63%, que corresponde ao valor mais baixo do período em análise. O valor observado em 2024 de 6,71% está ligeiramente acima deste limiar. O RoR estatutário é superior ao RoR ERSE, essencialmente devido aos montantes obtidos pelo cumprimento das metas definidas nos incentivos (qualidade de serviço, perdas e INS), bem como aos montantes aceites para efeitos tarifários, destinados a compensar as perdas atuariais e os planos de reestruturação dos recursos humanos.

3 ATIVIDADE REGULADA DESENVOLVIDA PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

3.1 EVOLUÇÃO DO TOTEX

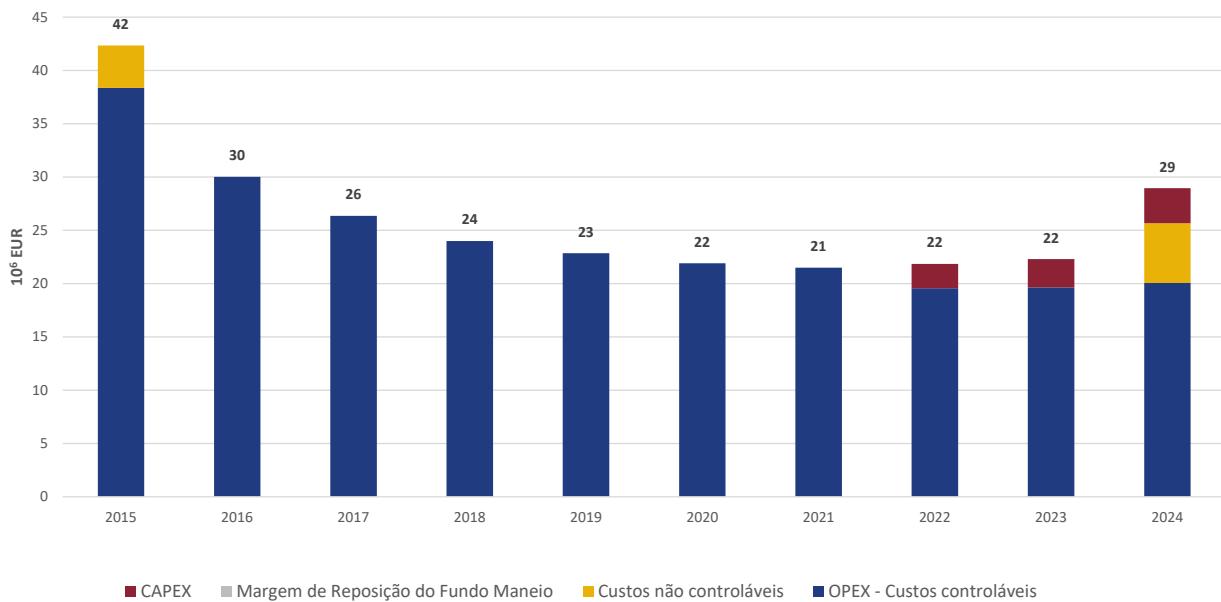
Na atividade de Comercialização têm ocorrido alterações significativas resultantes da liberalização do mercado de energia, bem como das mudanças na estrutura organizativa do próprio Grupo EDP, onde se insere o comercializador de último recurso (CUR) do setor elétrico.

Destaca-se o ano de 2019, em que a marca - SU Eletricidade – foi lançada e foram criadas redes de lojas próprias. Nesse ano, foi concluído o processo de reorganização da estrutura comercial da empresa, com internalização de recursos antes alocados à EDP Soluções Comerciais. Esta nova realidade conduziu a alterações na estrutura de custos da própria empresa.

A atividade de Comercialização de energia elétrica tem seguido uma metodologia de regulação do tipo *price cap* nos custos de exploração (OPEX), em que os proveitos permitidos que recuperam esses custos evoluem parcialmente com o número de clientes e sobre os quais incidem metas de eficiência. No período regulatório 2022-2025, os proveitos permitidos passaram a recuperar igualmente o CAPEX, com uma metodologia do tipo *rate-of-return*.

A Figura 3-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização com as suas diferentes rubricas.

Figura 3-1 - Proveitos permitidos reais³⁵
(preços correntes)



Conforme se verifica na figura anterior, a parcela dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização que recupera os custos operacionais decresceu ao longo do período analisado. Este decréscimo deveu-se, sobretudo, à diminuição da atividade de Comercialização, decorrente da extinção das tarifas reguladas e da consequente saída dos consumidores para o mercado liberalizado, bem como pelos ganhos de eficiência por parte da empresa.

No período de regulação iniciado em 2015, a atividade de Comercialização passa a incluir uma rubrica de custos não controláveis que só deve ser considerada caso se justifique, a exemplo do que sucedeu em 2015. Até 2023, a análise das necessidades financeiras da empresa permitiu concluir não ser necessária a inclusão da rubrica de custos não controláveis. Em 2024, considerou-se uma parcela de custos não controláveis que recupera os gastos com a participação do financiamento da tarifa social e com o preço regulado do OLMCA.

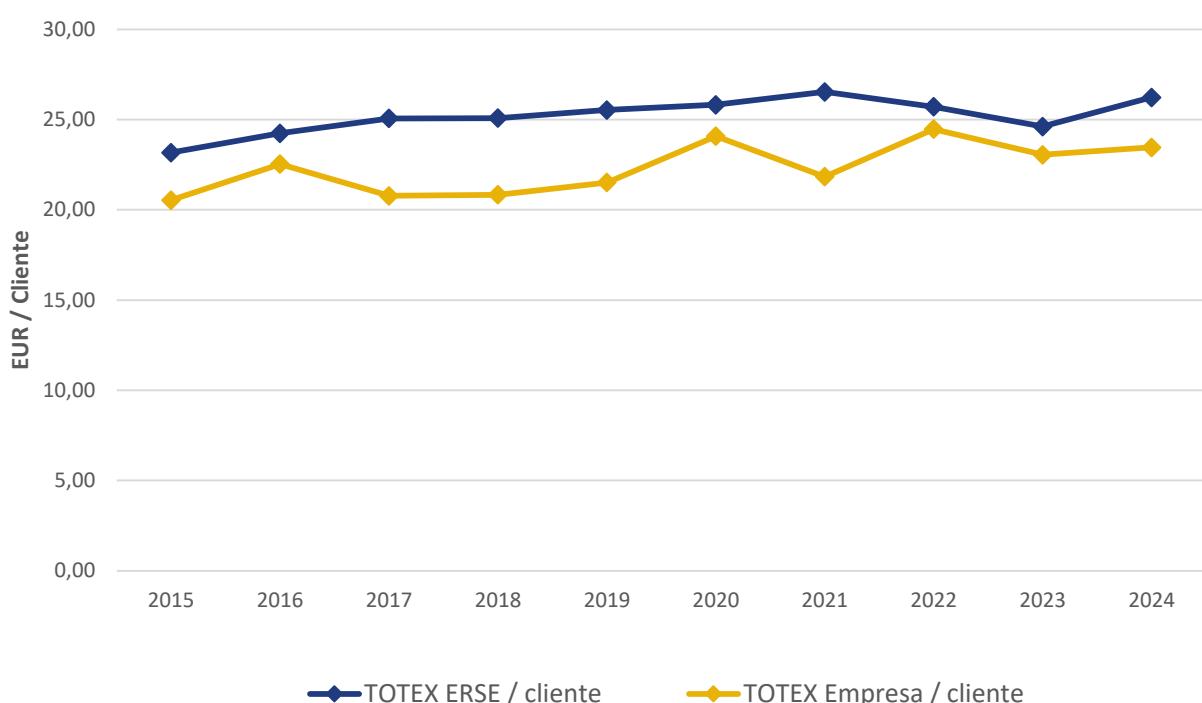
Tal como referido anteriormente, a partir de 2022 passou a ser incluída nos proveitos permitidos da atividade de Comercialização uma parcela de CAPEX, que explica a ligeira subida dos proveitos desde 2021.

³⁵ Não incluem o efeito dos ajustamentos.

3.2 EVOLUÇÃO DO TOTEX POR CLIENTE

A figura seguinte apresenta a evolução dos proveitos permitidos (TOTEX) por cliente aceites em ajustamentos pela ERSE, bem como os custos reais da empresa (TOTEX empresa) por cliente incorridos pela empresa, a preços constantes de 2024³⁶.

Figura 3-2 - TOTEX por cliente
(preços constantes 2024)



Apesar de não ser possível observar na figura acima, até 2011 a rubrica “TOTEX por cliente – Empresa” registou um decréscimo, invertendo-se a tendência a partir de 2013, motivada pelo processo de extinção da atividade da empresa e do consequente ritmo de saída dos clientes para o mercado ser superior ao decréscimo registrado no OPEX. Em 2017, verifica-se um novo decréscimo da rubrica “TOTEX por cliente – Empresa” resultante da redução dos custos associados aos FSE, o que se deverá à quebra de atividade aliada ao maior esforço na contenção de custos.

³⁶ TOTEX ERSE corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos, por unidade física. TOTEX Empresa corresponde aos valores de TOTEX (OPEX e CAPEX aceite para efeitos de regulação) verificados e apresentados nas contas reguladas auditadas, por unidade física. Estas rubricas não contemplam os montantes de custos não controláveis.

A definição da nova base de custos para o período regulatório 2022-2025 levou a uma diminuição maior do TOTEX unitário da ERSE relativamente ao valor da empresa, verificando-se a aproximação dos dois valores. Contudo, em 2024 observa-se uma inversão destas duas tendências, com o TOTEX por cliente da ERSE a aumentar mais do que o da empresa, o que levou a um novo afastamento entre os valores unitários do TOTEX da ERSE e da empresa. Em suma, a SU Eletricidade tem evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE e conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.

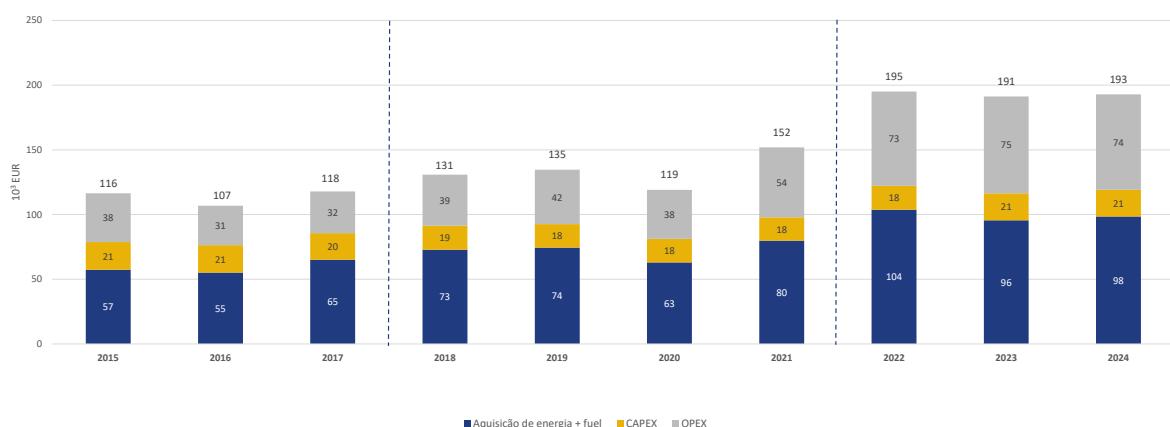
4 REGIÕES AUTÔNOMAS (RA)

4.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

4.1.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), o comportamento dos proveitos permitidos está fortemente influenciado pelo comportamento do preço dos combustíveis e pelo custo da aquisição de energia. O OPEX da atividade de AGS é regulada desde 2012 através de uma metodologia de *revenue cap*³⁷, enquanto a aquisição dos combustíveis para produção de energia elétrica é regulada por custos de referência, que na figura consta da rubrica “Aquisição de energia + fuel”, é regulada por custos de referência.

**Figura 4-1 – Proveitos permitidos reais³⁸ – AGS EDA
(preços correntes)**



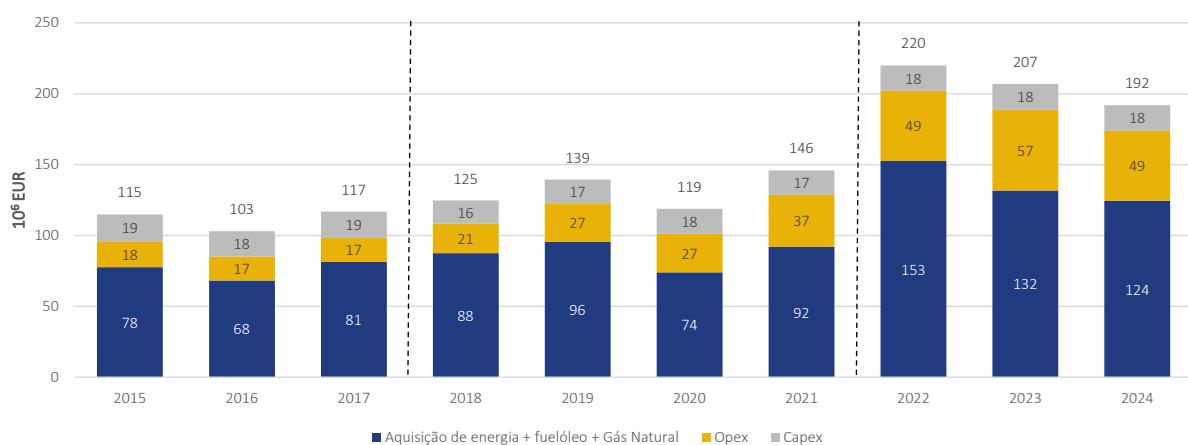
Como se observa os proveitos permitidos da atividade AGS da EDA oscilaram durante o período em análise em resultado, principalmente, da variação ocorrida nos custos de aquisição de energia, e em particular, devido ao efeito da variação ocorrida no preço do fuel.

³⁷ A metodologia de *revenue cap* é aplicada aos gastos de exploração com exceção dos gastos resultantes de manutenção de equipamentos produtivos (fornecimentos e serviços externos, materiais diversos, gastos com pessoal, impostos e outros gastos de natureza não financeira).

³⁸ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

Ao nível do OPEX regista-se igualmente um aumento do seu valor, com destaque a partir de 2021, justificado pelo aumento dos custos com os outros combustíveis, em particular, do custo com o gasóleo³⁹, que, embora sujeito a custos de referência, sofreu um aumento significativo. Os custos com manutenção, rubrica não sujeita a metas de eficiência, contribuiu igualmente para o aumento do OPEX.

**Figura 4-2 – Proveitos permitidos reais⁴⁰ – AGS EEM
(preços correntes)**



Os proveitos permitidos da atividade de AGS da EEM apresentam uma trajetória de evolução muito semelhante aos da EDA. Até 2021, os proveitos permitidos cresceram⁴¹ ligeiramente. A partir de 2022 os proveitos permitidos apresentam valores substancialmente mais elevados, o que se deve, principalmente, ao aumento dos custos com combustíveis, com aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM e com as licenças de emissão de CO₂.

Nesta atividade, o OPEX inclui custos que não são totalmente controláveis pela empresa e que, por isso, não são alvo de metas de eficiência, como sejam, os custos com as manutenções de equipamentos de produção e os custos com aquisição de licenças de CO₂.

³⁹ Face ao seu menor peso nos custos de energia e à série histórica de reporte de informação, esta componente não se encontra incluída nos Combustíveis.

⁴⁰ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

⁴¹ Com exceção dos anos de 2016 e de 2020, sendo, que neste ano, se verificou uma redução acentuada do consumo de combustíveis face ao decréscimo da produção em virtude do COVID-19.

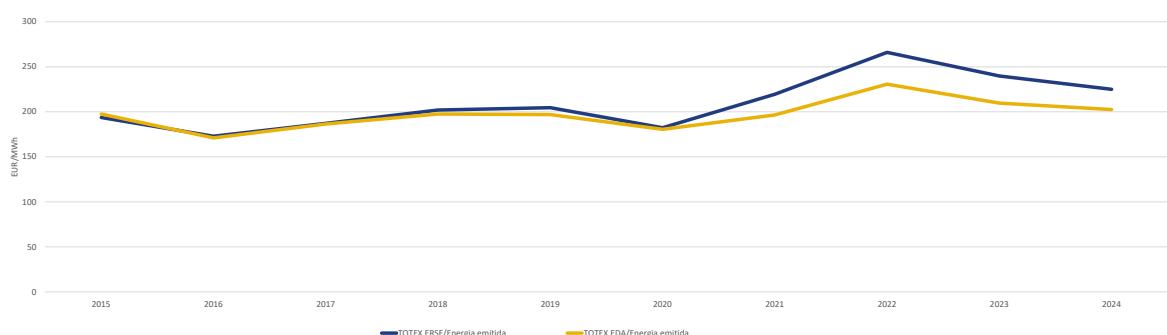
Por outro lado, os custos com capital dos centros electroprodutores, propriedade da EDA e da EEM, estão incluídos na rubrica de CAPEX, enquanto no caso dos restantes centros electroprodutores pertencentes aos sistemas público e independente das Regiões Autónomas, que não são propriedade dessas empresas, os custos com capital estão incluídos nos custos de energia adquirida.

4.1.2 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS TOTAIS E DOS CUSTOS REAIS TOTAIS

Tendo em atenção o referido anteriormente sobre o tratamento do custo com capital dos centros electroprodutores do sistema público e do sistema independente, optou-se por uma análise do TOTEX⁴² unitário por energia emitida, cuja evolução é ilustrada nos gráficos seguintes.

Figura 4-3 - TOTEX por energia⁴³ EDA

(preços constantes de 2024)



Como já referido, a evolução desta atividade depende muito dos preços dos combustíveis e também das quantidades produzidas. Assim, verifica-se um aumento do TOTEX unitário⁴⁴, a partir de 2020 devido principalmente à variação dos preços dos combustíveis. Situação que se inverte a partir de 2022 devido às quantidades de energia emitida, que registam um acréscimo.

⁴² OPEX+CAPEX.

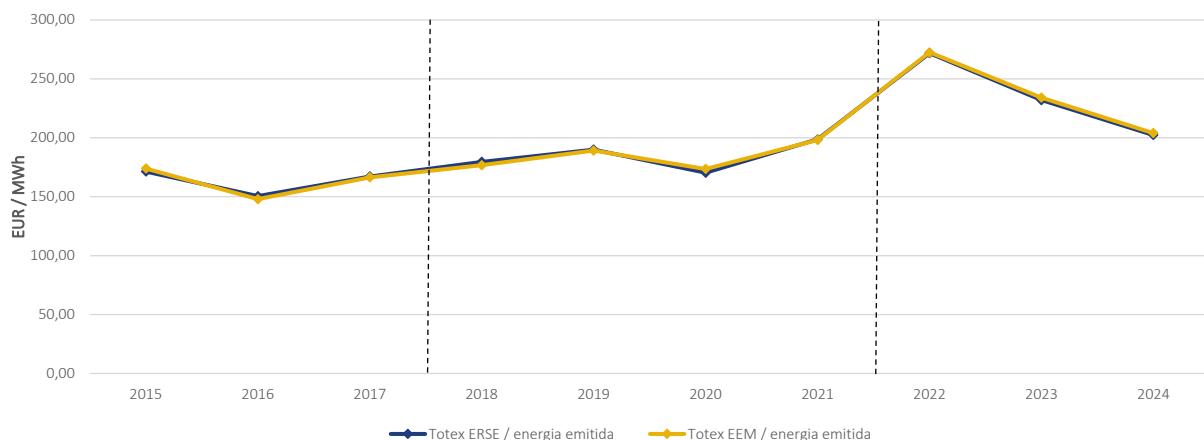
⁴³ Energia emitida.

⁴⁴ TOTEX ERSE corresponde aos proveitos permitidos unitários associados ao OPEX recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos, por unidade física.

TOTEX EDA corresponde aos valores de OPEX verificados e apresentados nas contas reguladas auditadas, por unidade física.

Figura 4-4 - TOTEX por energia⁴⁵ EEM

(preços constantes de 2024)



Na EEM, a tendência é semelhante à da EDA, com o TOTEX em termos unitários⁴⁶ a atingir o valor mais baixo em 2016, verificando-se, posteriormente uma inversão desta evolução, mais evidente a partir de 2020, pelos motivos apontados para a EDA. Posteriormente a 2022, o TOTEX unitário volta a reduzir-se por via do decréscimo dos preços dos combustíveis. Destaca-se ainda a proximidade entre os valores reais ERSE (aceites em ajustamentos) e os valores reais empresa.

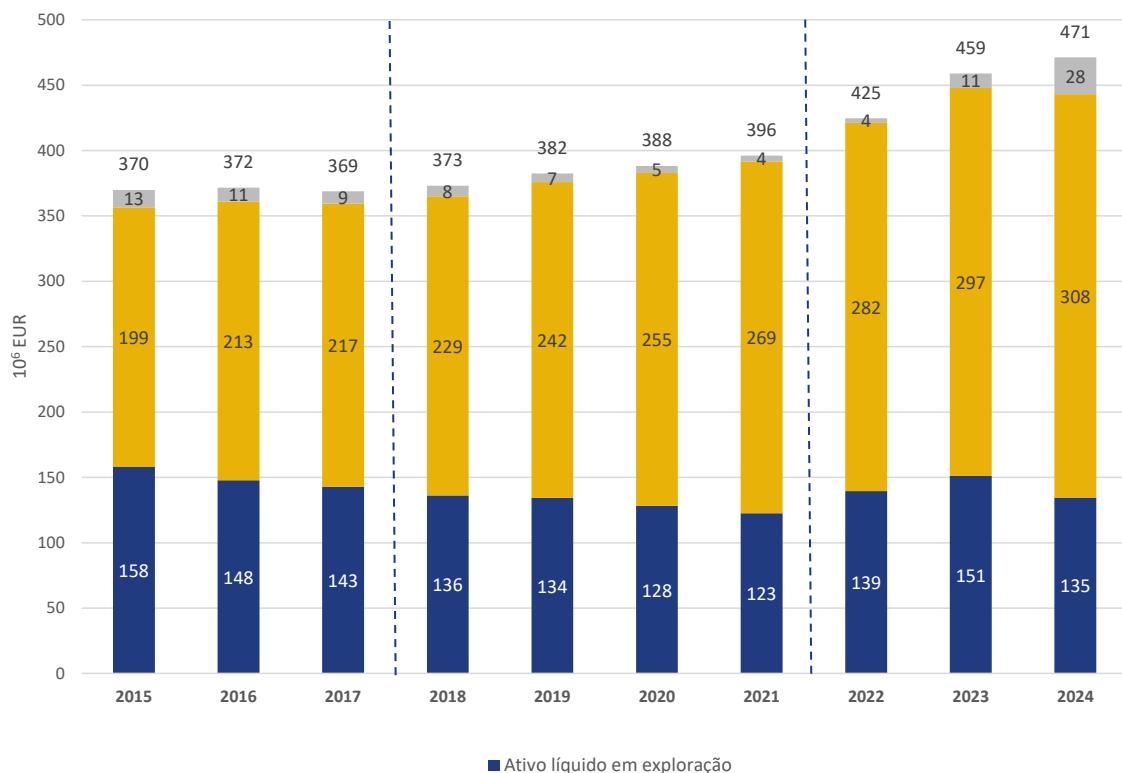
⁴⁵ Energia emitida.

⁴⁶ TOTEX ERSE corresponde aos proveitos permitidos unitários associados ao OPEX recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos, por unidade física.

TOTEX EEM corresponde aos valores de OPEX verificados e apresentados nas contas reguladas auditadas, por unidade física.

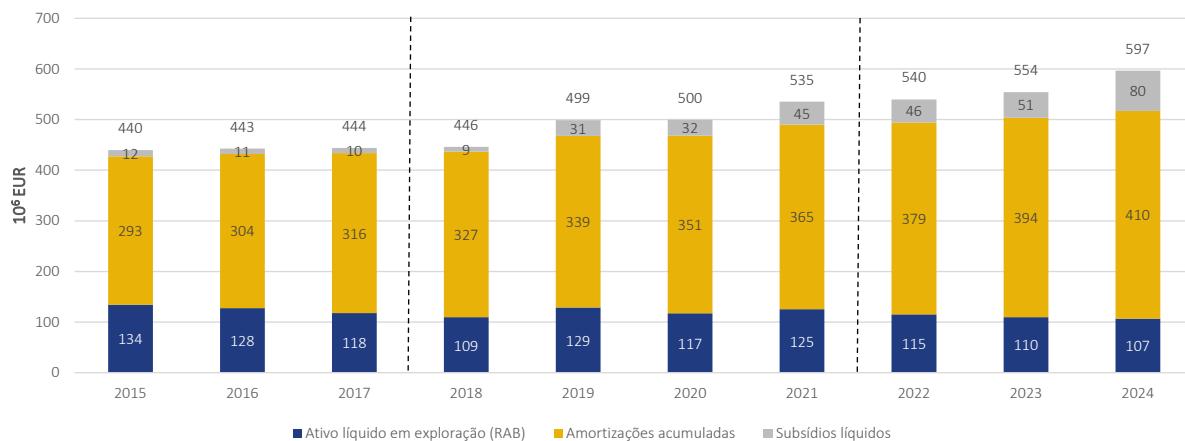
4.1.3 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 4-5 – Evolução do ativo EDA



Conforme se pode observar na Figura 4-5, o ativo bruto da EDA tem vindo a aumentar, sendo que até 2021 o ativo líquido em exploração (RAB) reduziu-se. No início do atual período de regulação assiste-se ao aumento do ativo líquido em exploração, situação que se inverte em 2024.

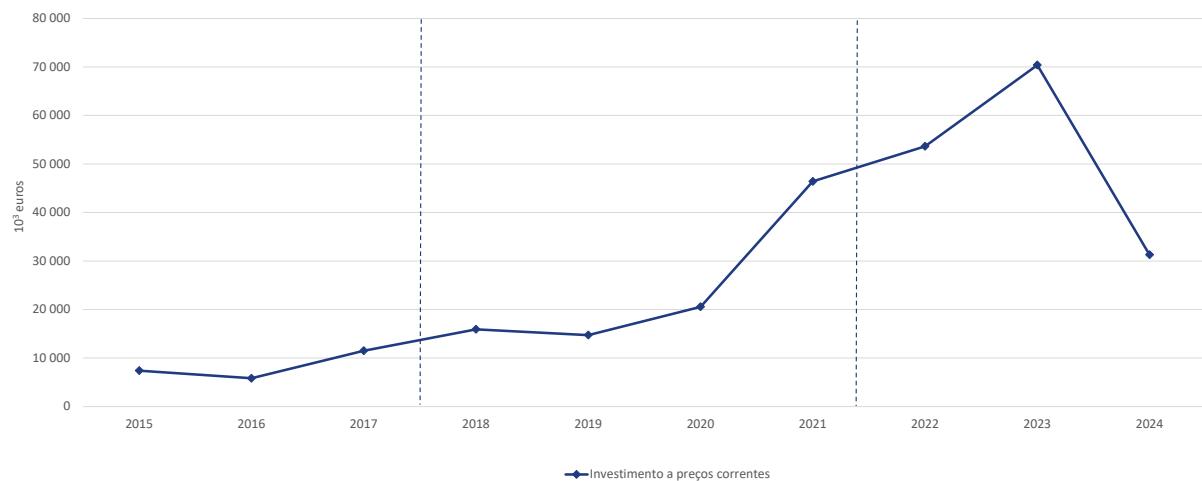
Figura 4-6 – Evolução do ativo EEM



Na EEM, o valor do imobilizado líquido em exploração (RAB) afeto à atividade de AGS apresentou uma redução em 2024. Verifica-se neste ano que o imobilizado líquido representa apenas 18% do imobilizado bruto.

INVESTIMENTO

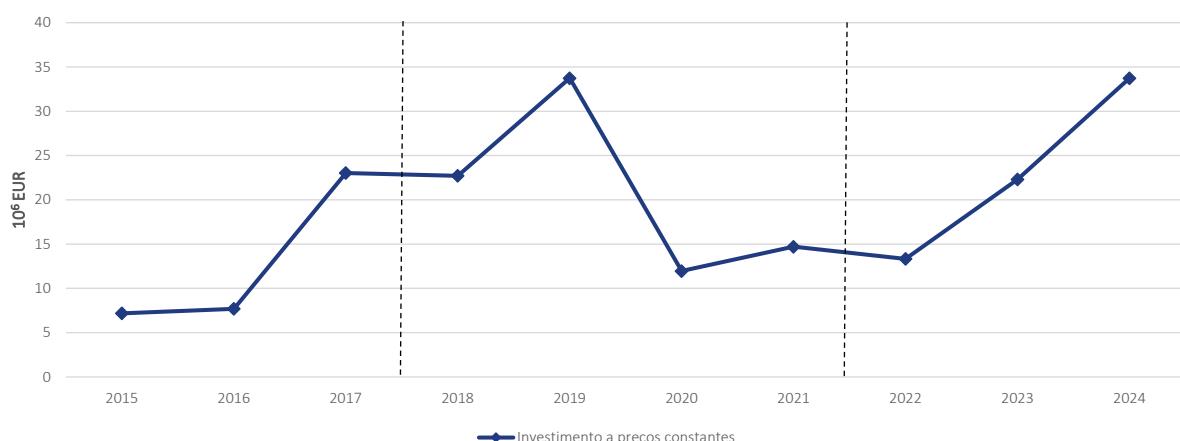
Figura 4-7 - Evolução do investimento da AGS na EDA



No que respeita à análise do investimento da AGS na EDA, conforme se pode observar na Figura 4-7, este apresenta um perfil bastante volátil associado ao facto da maioria dos investimentos desta atividade serem de elevada dimensão e valor, cuja entrada em exploração não é imediata.

De destacar o ano de 2021 com um valor significativo de investimento na produção, designadamente, na central termoelétrica do Belo Jardim e na central do Pico e os anos de 2022 e 2023 com investimentos no âmbito das energias renováveis, designadamente, em mecanismos que permitam uma maior capacidade de penetração daquele tipo de energia, como sejam os sistemas de reserva rápida do tipo BESS (*Battery Energy Storage System*). Em 2024 assiste-se a uma quebra nos investimentos em resultado da não realização das obras dos sistemas BESS previstas no PRR (Plano de Recuperação e Resiliência) e ao adiamento de algumas obras.

Figura 4-8 - Evolução do investimento da AGS na EEM



No que respeita à análise do investimento da atividade de AGS na EEM, conforme se pode observar na Figura 4-8, este revela um aumento significativo em 2019, devido a investimentos realizados na ampliação do sistema hidroelétrico da Calheta. Nos anos de 2020 e 2022, o investimento realizado teve um decréscimo significativo, em consequência da redução da atividade económica, inicialmente devido às restrições associadas à pandemia da COVID-19 e, posteriormente, a atrasos significativos em obras ao nível do sistema electropredutor da EEM. A partir de 2023 voltou a verificar-se um aumento dos valores investidos com especial destaque para os investimentos efetuados na remodelação integral da central hidroelétrica da Serra de Água e na remodelação da Central Calheta I entre outros. Refira-se que a EEM recebeu para alguns desses projetos fundos comunitários através do PRR e do POSEUR (Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos).

4.1.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA E GESTÃO DO SISTEMA

O RoR definido pela ERSE corresponde à taxa de remuneração (WACC) aplicado a cada atividade e que é revisto anualmente em virtude da aplicação dos mecanismos de cálculo fixados para cada período de regulação. Tal como acontece nas atividades do continente, também nas empresas reguladas das Regiões Autónomas, é parcialmente indexada às *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos.

Os desvios entre o RoR estatutário das empresas e o RoR definido pela ERSE dependente parcialmente das metodologias regulatórias aplicadas na medida em que, dependendo do seu desempenho, a empresa pode obter um maior volume de vendas. Contudo, há outros aspetos que condicionam o RoR estatutário, nomeadamente a ocorrência de gastos e rendimentos extraordinários, ou outros que não são reconhecidos em termos regulatórios não permitindo a sua recuperação através da aplicação das tarifas definidas pelo regulador. Nestes casos, esses gastos e rendimentos apenas se refletem nas contas estatutárias. Esta situação ocorre igualmente ao nível dos ativos, ou seja, existem ativos, como os contadores, que não são considerados para efeitos de remuneração.

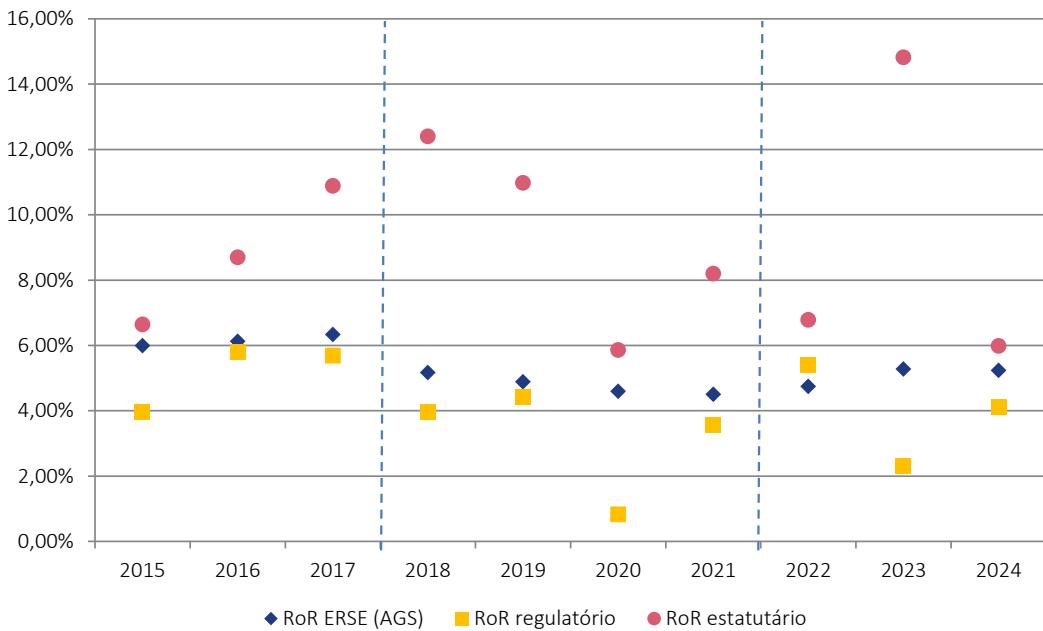
Tal como para as restantes atividades, o cálculo do RoR associado às principais atividades desenvolvidas pela EDA e pela EEM⁴⁷ é influenciado pela transposição dos normativos contabilísticos, bem como pela metodologia de regulação utilizada nessas atividades e pelo desempenho das empresas. De acordo com a metodologia de cálculo de proveitos permitidos, para além dos custos considerados na base de custos sujeita a eficiência, existem rubricas de custos aceites à parte, como sejam, ao nível da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), os custos com a operação e manutenção dos equipamentos produtivos e os custos⁴⁸ com lubrificantes.

No RoR estatutário da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema consideram-se os valores das contas estatutárias, sem a influência das opções regulatórias de tratamento dos custos.

A Figura 4-9 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de AGS da EDA em comparação com o RoR definido pela ERSE.

⁴⁷ Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) e atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE).

⁴⁸ Desde 2015 estes custos são sujeitos à aplicação de metas de eficiência.

Figura 4-9 - Taxa de remuneração - EDA

Como se observa, e tal como já referido anteriormente, nesta atividade o RoR regulatório está influenciado pela eficiência imposta ao nível dos custos de exploração e ao mecanismo de custos eficientes aplicado às aquisições de fuelóleo e de gasóleo, o que justifica o facto desta taxa ser inferior ao RoR estatutário. Além disso, o RoR estatutário apresenta-se sempre acima do RoR da ERSE, o que se deve, em parte, ao reconhecimento nas contas estatutárias de rendimentos não considerados para efeitos regulatórios, como sejam a quota-parte do resultado das empresas subsidiárias e associadas. Esta situação alterou-se em 2024, uma vez que, por decisão da empresa, a gestão das participações financeiras deixou de estar alocada à atividade regulada. De referir ainda que em 2023, o aumento do RoR estatutário deve-se, para além do aumento dos resultados das empresas do grupo, a correções a favor da empresa da estimativa do montante dos ajustamentos tarifários do ano anterior após publicação pela ERSE do seu valor final.

A Figura 4-10 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de AGS da EEM, e o RoR estatutário calculado de acordo com as contas estatutárias apresentadas pela empresa.

Figura 4-10 - Taxas de remuneração EEM

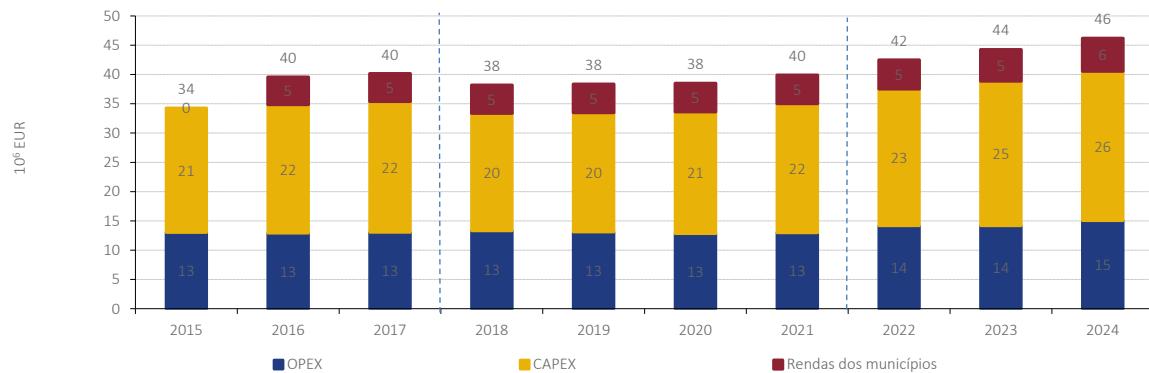
A análise da figura anterior permite observar que, com exceção dos anos de 2016 e de 2020, o RoR estatutário da EEM foi sempre superior ao RoR definido pela ERSE. Nestes dois anos registou-se o reconhecimento contabilístico de eventos com impacto relevante como dívidas incobráveis, imparidades e redução de provisões, que afetaram o RoR estatutário. Em 2023, o RoR estatutário da EEM apresenta um valor elevado, como consequência de uma redução significativa dos gastos em cerca de 12 milhões de euros, superior à diminuição dos proveitos (-4 milhões de euros). Em 2024 voltou a registar-se uma aproximação do RoR estatutário ao RoR ERSE, continuando, contudo, a apresentar um valor superior em cerca de 145 bps.

4.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

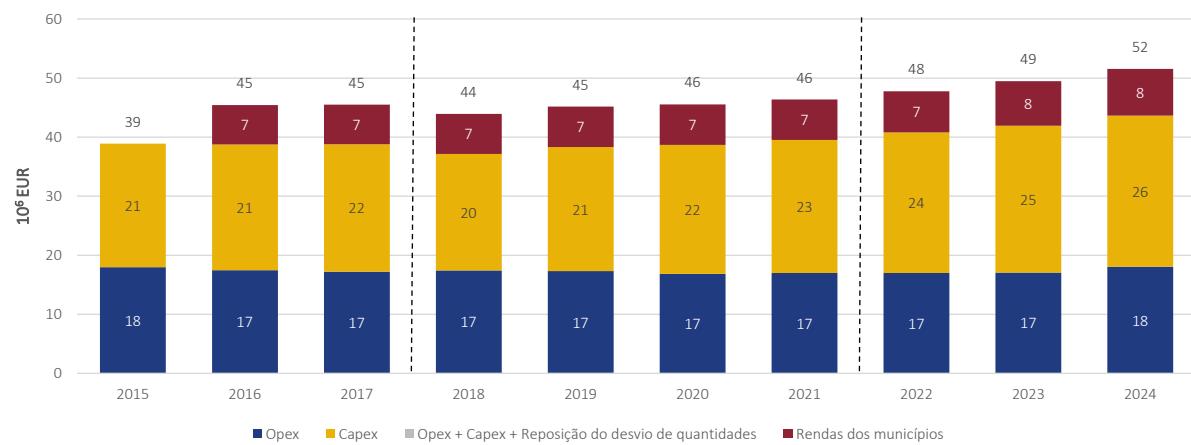
4.2.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A partir do período de regulação 2012-2014, tanto na EDA como na EEM, ao OPEX é aplicado uma metodologia do tipo *price cap* com metas de eficiência, sendo o CAPEX regulado por *rate of return*.

**Figura 4-11 – Proveitos permitidos reais⁴⁹ – DEE EDA
(preços correntes)**



**Figura 4-12 – Proveitos permitidos reais⁵⁰ – DEE EEM
(preços correntes)**



Na EDA e na EEM, observa-se uma estabilização dos proveitos ao nível do OPEX e ao nível do CAPEX, com um aumento no último período de regulação. A partir de 2016, registe-se a inclusão das rendas dos municípios⁵¹ que passaram a ser recuperadas pelas tarifas.

⁴⁹ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

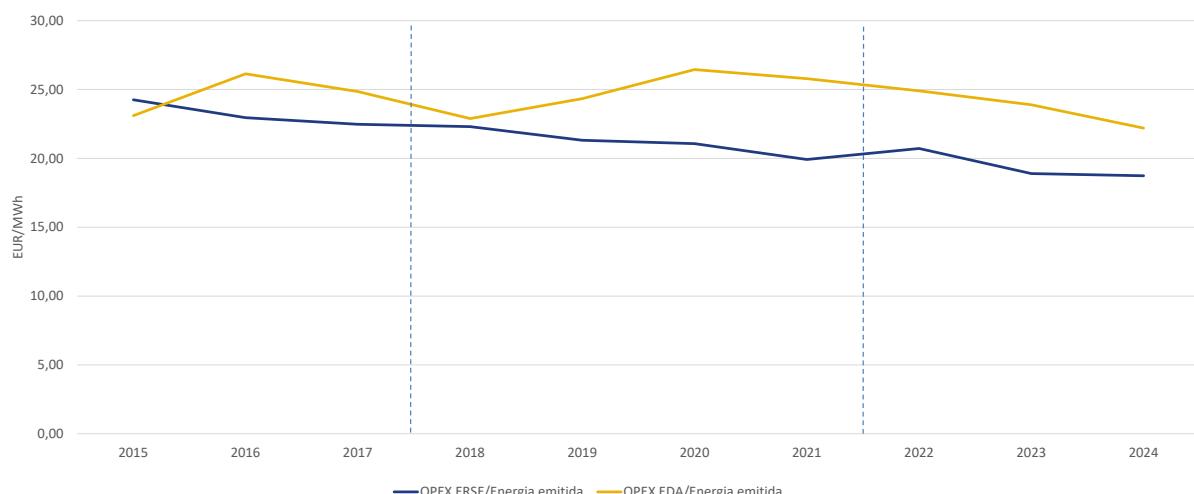
⁵⁰ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

⁵¹ A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

4.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

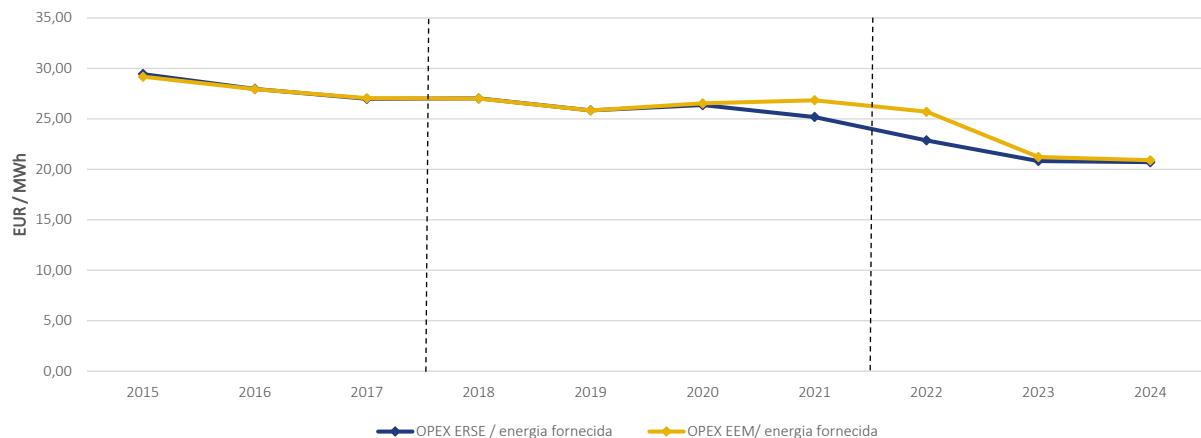
Figura 4-13 - OPEX por energia EDA

(preços constantes de 2024)



Ao observar-se a Figura 4-13 é possível concluir que a EDA tem, sistematicamente, custos reais superiores aos custos aceites, com exceção do ano de 2015, primeiro ano do período regulatório 2015-2017 no qual os custos reais da EDA se aproximaram dos custos aceites pela ERSE. Em 2022, regista-se um ligeiro aumento do OPEX ERSE, uma vez que na definição da nova base de custos, a partilha equitativa entre custos aceites e custos reais permitiu um ajustamento ao nível dos custos apresentados pela EDA. Apesar da dificuldade que a EDA tem demonstrado em reduzir os seus custos reais em linha com as metas de eficiência imposta pela ERSE, nos últimos anos os custos de exploração unitários têm diminuído, muito por efeito da evolução da procura, mas também por uma ligeira redução nos custos de exploração.

Figura 4-14 - OPEX por energia EEM
(preços constantes de 2024)



É possível observar que os custos unitários por energia fornecida incorridos pela EEM registaram uma ligeiramente diminuição, em linha com os custos unitários aceites pela ERSE. A exceção foi o período de 2020 a 2023, em que os custos incorridos foram superiores aos aceites pela ERSE.

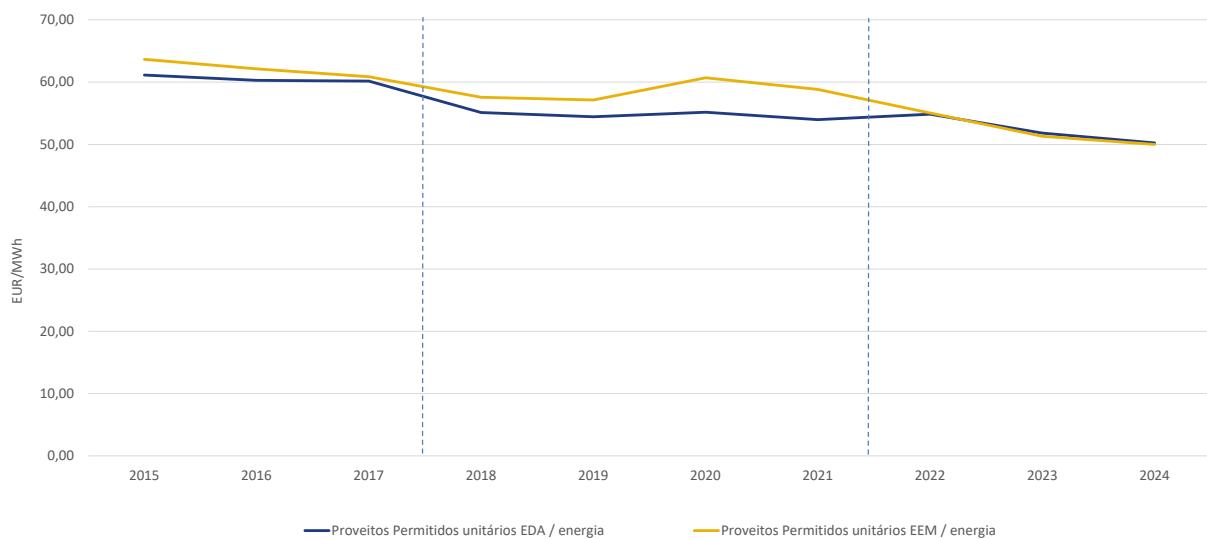
4.2.3 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS TOTAIS E DOS CUSTOS REAIS TOTAIS

A Figura 4-15 apresenta a evolução TOTEX unitário⁵² por energia da EDA e da EEM, da atividade de DEE, em função dos valores unitários por energia distribuída, a preços constantes de 2024, excluindo, os gastos relativos às rendas de concessão.

⁵² TOTEX unitário corresponde aos proveitos permitidos, por unidade física, recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos.

Figura 4-15 - TOTEX por energia EDA e EEM

(preços constantes de 2024)



A figura mostra que desde o período de regulação 2015-2017 a EEM tem apresentado valores de TOTEX unitários superiores ao da EDA. Em 2022, com o início do novo período de regulação 2022-2025, verificou-se uma grande aproximação dos TOTEX unitários das duas empresas, que registam, também uma tendência decrescente.

4.2.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 4-16 – Evolução do ativo EDA

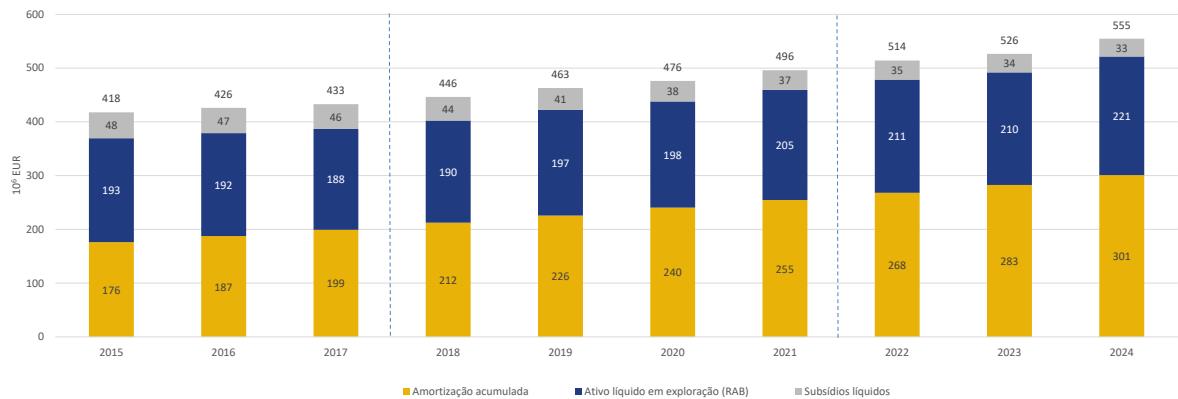
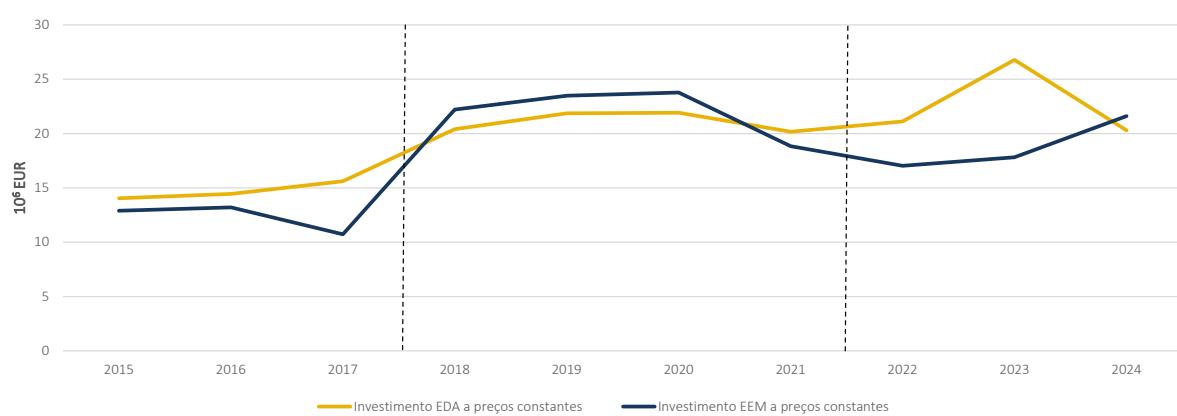


Figura 4-17 – Evolução do ativo EEM



As Figura 4-16 e Figura 4-17 mostram que o valor de imobilizado líquido em exploração é relativamente estável nas duas empresas. O valor do ativo líquido decresceu na EEM até 2018, subindo ligeiramente a partir de 2019. Na EDA verificou-se um aumento sustentado ao longo de todos os anos do período analisado. Em 2024 o valor do ativo líquido na EDA era cerca do dobro do da EEM. Refira-se, ainda, que no caso da EEM o imobilizado líquido representa menos de 1/3 do imobilizado bruto, sinal de algum envelhecimento das redes de distribuição.

Figura 4-18 - Evolução do Investimento DEE – EDA e EEM
(preços constantes de 2024)



Conforme se pode observar na Figura 4-18, os investimentos na DEE da EDA têm registado ligeiros aumentos, sendo de destacar o aumento mais acentuadamente em 2023, ano onde se planeava a execução

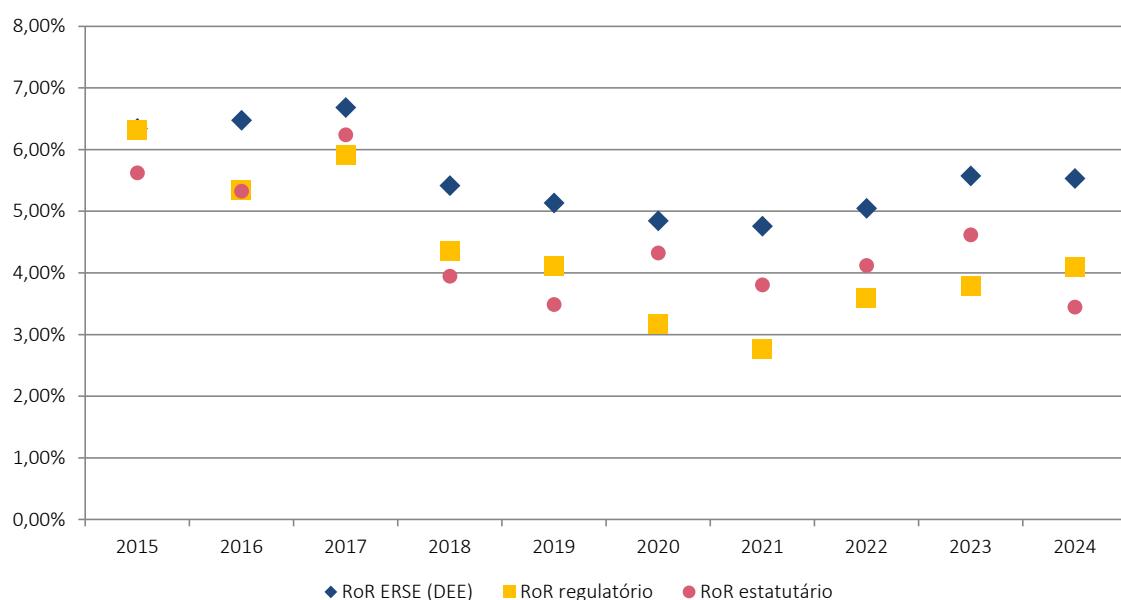
de muitos projetos ao abrigo do PRR. Em 2024 a queda verificada resulta, tal como já referido na atividade de AGS, ao adiamento de algumas obras. A evolução do investimento realizado pela EEM na atividade de DEE tem sido instável, tendo o valor mais alto sido atingido em 2020.

4.2.5 REMUNERAÇÃO DO ATIVO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na atividade de distribuição da EDA, quando se compara o RoR estatutário com o RoR regulatório, observa-se que, nos últimos anos de análise o primeiro tem sido superior. O cálculo estatutário está influenciado pelo reconhecimento dos contadores e de rubricas de custos não aceites para efeitos regulatórios (imparidades e provisões), no entanto, os efeitos destas situações não supera o efeito dos ganhos em empresas do grupo. Em 2024 a redução do RoR estatutário resulta da não consideração dos ganhos com empresas do grupo, pois, tal como já referido na análise da atividade de AGS, a gestão das participações financeiras deixou de estar alocada à atividade regulada. Quando se compara com o RoR ERSE, observa-se que nos últimos anos este tem sido superior ao RoR regulatório, o que revela a maior dificuldade que a empresa tem tido em atingir as metas de eficiência definidas pelo regulador.

A Figura 4-19 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

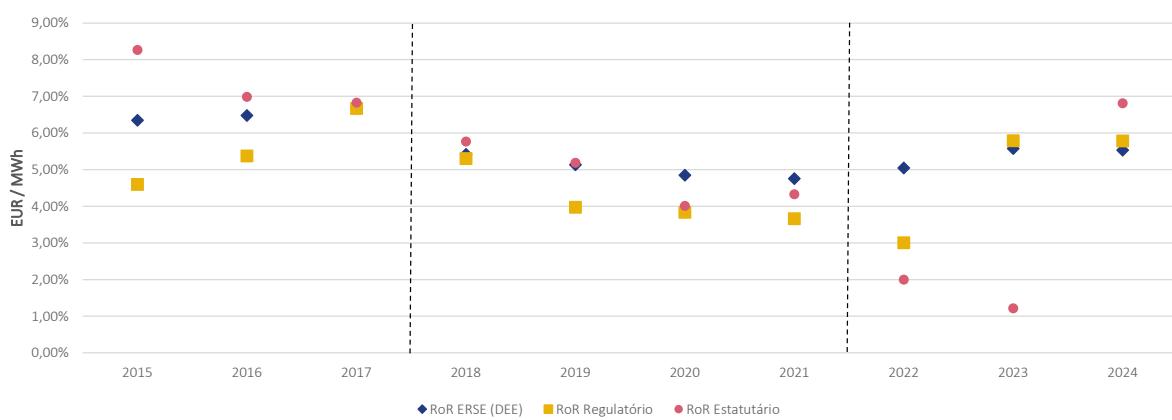
Figura 4-19 - Taxa de remuneração - atividade de Distribuição Energia - EDA



Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM verifica-se que até 2019 o RoR estatutário foi superior ou igual ao RoR definido pela ERSE. A partir de 2021 ocorreu uma inversão dessa tendência, com o RoR estatutário a ser inferior ao definido pela ERSE, com especial relevância nos anos de 2022 e de 2023. Esta situação deve-se essencialmente ao elevado valor das imparidades e provisões sobretudo ao nível das responsabilidades por benefícios pós-emprego. Em 2024, o RoR estatutário voltou a superar o RoR definido pela ERSE, atingindo 6,8%.

A Figura 4-20 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.

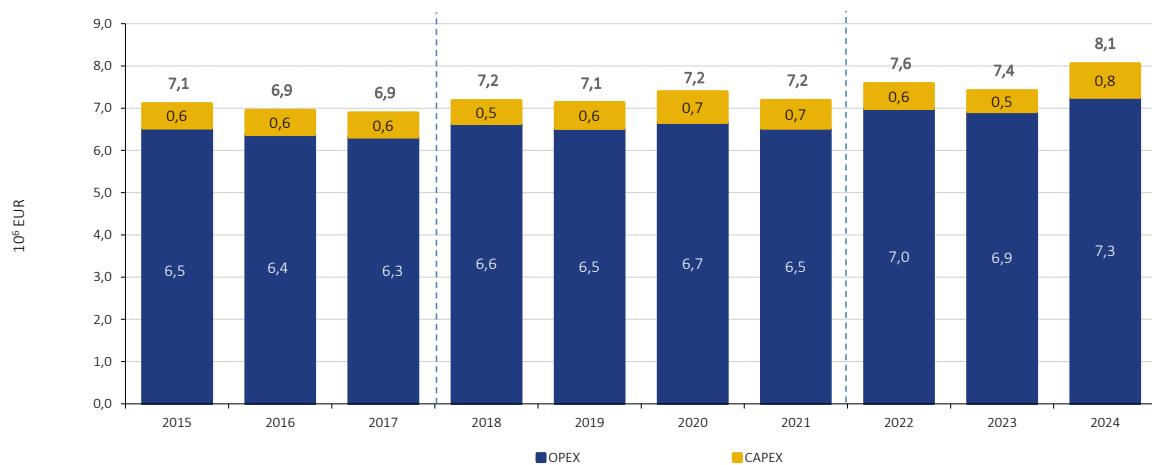
Figura 4-20 - Taxa de remuneração – Atividade de Distribuição Energia - EEM



4.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

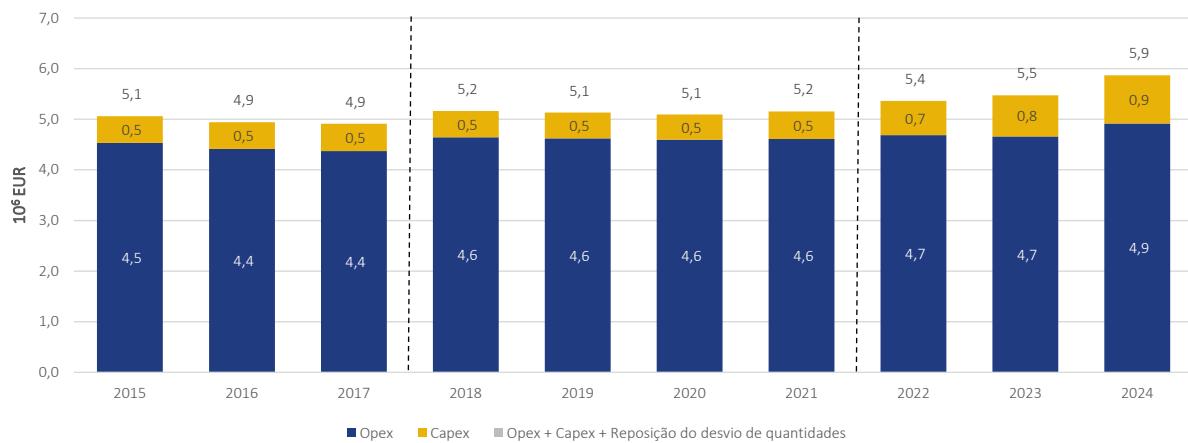
4.3.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E DO CAPEX

Figura 4-21 – Proveitos permitidos reais⁵³ – CEE EDA
(preços correntes)



⁵³ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

**Figura 4-22 – Proveitos permitidos reais⁵⁴ – CEE EEM
(preços correntes)**



Ao contrário da atividade de DEE, os proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) são muito dependentes da evolução do OPEX.

Desde 2012, aplica-se ao OPEX um mecanismo de *price cap*, e ao CAPEX uma regulação do tipo *rate of return*.

No que se refere à EDA, verifica-se que os proveitos permitidos da atividade de CEE não registam grandes variações, apresentando valores anuais próximos dos 7 milhões de euros, com exceção do ano de 2024 onde os proveitos ultrapassaram os 8 milhões de euros. Parte deste aumento resulta da evolução do número de clientes, indutor de custos desta atividade.

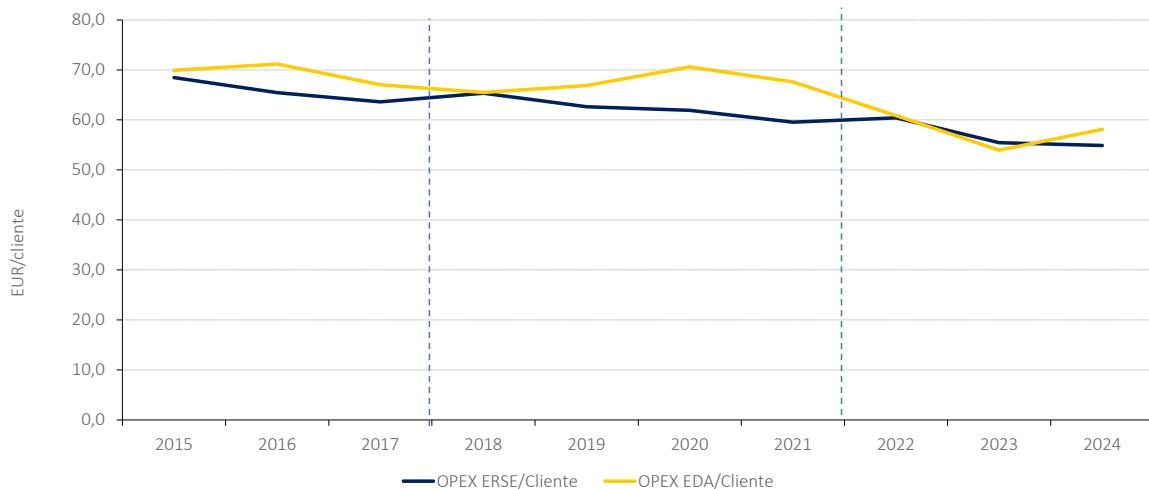
No caso da EEM, os proveitos permitidos da atividade de CEE registaram um comportamento relativamente estável, em torno dos 5,9 milhões de euros.

⁵⁴ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

4.3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

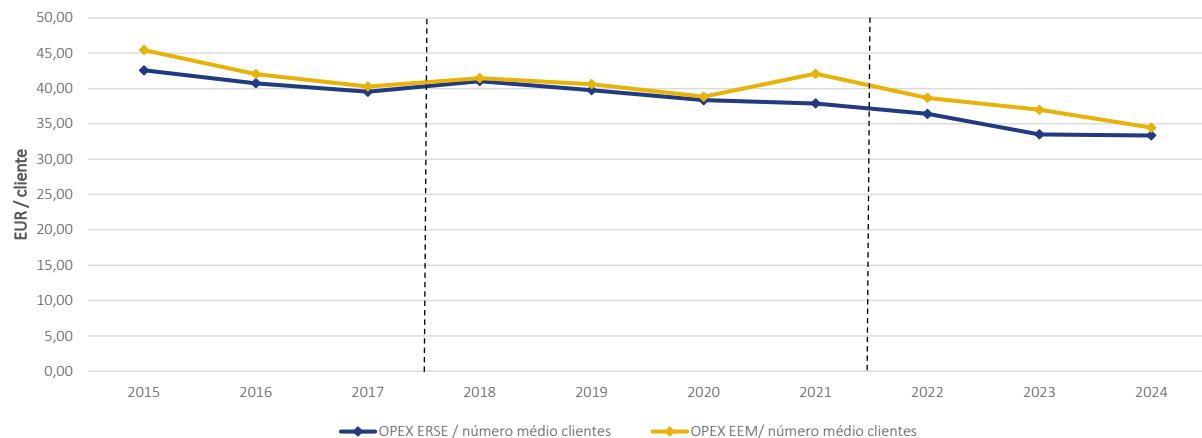
Figura 4-23 - OPEX por cliente EDA

(preços constantes de 2024)



Da observação da Figura 4-23 é possível concluir que, tendencialmente, os custos reais unitários da EDA são superiores aos valores aceites pela ERSE, tendo ocorrido aproximações em 2015, 2018 e 2022, anos que marcaram o início de períodos regulatórios, e nos quais a ERSE procedeu ao ajustamento das bases de custos aceites. Contudo, os custos unitários mantiveram uma tendência decrescente, com alguma volatilidade.

Figura 4-24 - OPEX por cliente EEM
 (preços constantes de 2024)



No caso da EEM, pela Figura 4-24 é possível concluir que até 2020 os proveitos permitidos por clientes estiveram em linha com os custos unitários incorridos pela empresa. A partir de 2021, os custos unitários da EEM passaram a ser ligeiramente superiores aos custos unitários definidos pela ERSE, mas mantendo uma tendência decrescente.

ANEXO I - GLOSSÁRIO

Ativo Bruto = Para efeitos desta análise, o ativo bruto não inclui o capital circulante, correspondendo assim ao imobilizado bruto

Ativo Líquido = Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos

CAPEX = Remuneração do RAB + Amortizações do exercício

OPEX = Fornecimentos e Serviços Externos + Custos com Pessoal + Outros Custos de exploração Líquidos de Outros Proveitos (rendimentos)

Price-cap = Modelo de regulação que fixa um preço máximo para cada ano, o qual está indexado ao IPIB e evolui com um fator de eficiência

RAB = Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos – Imobilizado em Curso

Revenue-cap = Modelo de regulação que fixa uma receita máxima para cada ano, a qual evolui com um fator de eficiência

RoR regulatório = Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos da empresa apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos. Os ativos considerados para cálculo do RoR correspondem aos ativos remunerados (RAB⁵⁵) que não incluem os imobilizados em curso, não aceites para efeitos regulatórios, assim como não incluem os contadores na atividade de Distribuição.

RoR ERSE = Corresponde à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE para cada período regulatório, sendo determinada anualmente em função das metodologias de cálculo em vigor a cada momento.

RoR estatutário = Consideram-se as rubricas de custos e proveitos (rendimentos) conforme apresentadas na Demonstração de Resultados estatutária da empresa. Os proveitos (rendimentos) reais equivalem às vendas reais da empresa (valor da Demonstração de Resultados).

⁵⁵ Regulatory Asset Base.

ANEXO II - SIGLAS

AGS – Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

CAPEX – *Capital Expenditures* (gastos de capital)

CEE – Comercialização de Energia Elétrica

CIEG – Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral

DEE – Distribuição de Energia Elétrica

EBIT – *Earning Before Interest and Taxes* (resultado operacional antes de gastos de financiamento e de impostos)

EDA – Eletricidade dos Açores, SA

EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira

GGS – Gestão Global do Sistema

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

OPEX – *Operational Expenditure* (gastos operacionais)

RAB – *Regulatory asset base* (Base de Ativos Regulada)

RA – Regiões Autónomas

RoR – *Rate of Return* (taxa de retorno)

TEE – Transporte de Energia Elétrica

TOTEX – *Operational Expenditures + Capital Expenditures*

WACC – *Weighted Average Cost Of Capital* (Custo Médio Ponderado de Capital)