

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

Dezembro 2024

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	29
3.1	Evolução do TOTEX.....	29
3.2	Evolução do TOTEX por cliente.....	31
4	REGIÕES AUTÓNOMAS (RA)	33
4.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	33
4.1.1	Evolução dos proveitos permitidos.....	33
4.1.2	Evolução dos proveitos permitidos totais e dos custos reais totais.....	35
4.1.3	Ativo bruto e ativo líquido	37
4.1.4	Remuneração do ativo da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema.....	40
4.2	Distribuição de Energia Elétrica.....	42
4.2.1	Evolução dos proveitos permitidos.....	42
4.2.2	Evolução do OPEX unitário	44
4.2.3	Evolução dos proveitos permitidos totais e dos custos reais totais.....	45
4.2.4	Ativo bruto e ativo líquido	46
4.2.5	Remuneração do ativo da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	48
4.3	Comercialização de Energia Elétrica	49
4.3.1	Evolução do OPEX e do CAPEX.....	49
4.3.2	Evolução do OPEX unitário	51
	ANEXO I - GLOSSÁRIO.....	53
	ANEXO II - SIGLAS.....	55

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 2023).....	10
Figura 1-4 – OPEX por km de rede – atividade de TEE (preços constantes 2023)	10
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 2023)	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 2023).....	24
Figura 2-4 – OPEX por energia em AT/MT (preços constantes 2023).....	24
Figura 2-5 – Proveitos permitidos totais – atividade de DEE (preços correntes).....	25
Figura 2-6 – TOTEX por energia – atividade de DEE (preços constantes 2023)	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).....	30
Figura 3-2 - TOTEX por cliente (preços constantes 2023).....	31
Figura 4-1 – Proveitos permitidos reais – AGS EDA (preços correntes).....	33
Figura 4-2 – Proveitos permitidos reais – AGS EEM (preços correntes)	34
Figura 4-3 - TOTEX por energia EDA (preços constantes de 2023)	35
Figura 4-4 - TOTEX por energia EEM (preços constantes de 2023).....	36
Figura 4-5 – Evolução do ativo EDA	37
Figura 4-6 – Evolução do ativo EEM.....	38
Figura 4-7 - Evolução do investimento da AGS na EDA.....	38
Figura 4-8 - Evolução do investimento da AGS na EEM	39
Figura 4-9 - Taxa de remuneração - EDA	41
Figura 4-10 - Taxas de remuneração EEM	42
Figura 4-11 – Proveitos permitidos reais – DEE EDA (preços correntes)	43

Figura 4-12 – Proveitos permitidos reais – DEE EEM (preços correntes).....	43
Figura 4-13 - OPEX por energia EDA (preços constantes de 2023)	44
Figura 4-14 - OPEX por energia EEM (preços constantes de 2023)	45
Figura 4-15 - TOTEX por energia EDA e EEM (preços constantes de 2023)	46
Figura 4-16 – Evolução do ativo EDA	46
Figura 4-17 – Evolução do ativo EEM.....	47
Figura 4-18 - Evolução do Investimento DEE – EDA e EEM (preços constantes de 2023)	47
Figura 4-19 - Taxa de remuneração - atividade de Distribuição Energia - EDA.....	48
Figura 4-20 - Taxa de remuneração – Atividade de Distribuição Energia - EEM	49
Figura 4-21 – Proveitos permitidos reais– CEE EDA (preços correntes)	49
Figura 4-22 – Proveitos permitidos reais – CEE EEM (preços correntes).....	50
Figura 4-23 - OPEX por cliente EDA (preços constantes de 2023)	51
Figura 4-24 - OPEX por cliente EEM (preços constantes de 2023).....	52

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento pretende monitorizar os efeitos das metodologias de regulação nas empresas do setor elétrico sujeitas à definição dos proveitos¹ permitidos pela ERSE.

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

O período analisado abrange nove anos civis com dados reais e auditados, iniciando-se no ano de 2015, primeiro ano do período de regulação 2015-2018, e terminando em 2023, segundo ano do período de regulação 2022-2025.

Apresenta-se de seguida um breve resumo das principais conclusões retiradas do presente relatório.

CUSTOS E INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DO CONTINENTE

Na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) observou-se, entre 2015 e 2022, uma certa estagnação dos proveitos permitidos mais evidente entre 2018 e 2022. Em termos unitários verifica-se uma diminuição dos proveitos permitidos totais reais³ por unidade de energia transportada, à exceção do ano de 2020, marcado pelo início da pandemia de COVID 19. Esta tendência deve-se à redução dos custos que se verificou, apesar do aumento da atividade medida pela evolução da energia transportada. Em 2022 passou a ser aplicada uma metodologia de regulação por TOTEX⁴ (OPEX + CAPEX) aos custos controláveis, ou seja, aos custos de exploração e aos custos com investimentos considerados controláveis. Foi também eliminado o mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência para os ativos transferidos para exploração a partir de 2022. Entre 2022 e 2023 ocorreu o aumento de proveitos da componente TOTEX, que se deve sobretudo ao aumento da taxa de remuneração verificada após 2021.

¹ Rendimentos.

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.

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

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) do Continente, verifica-se uma tendência de redução dos proveitos totais e dos proveitos totais unitários, em paralelo com a redução dos custos reais totais. Esta tendência acentua-se em 2018, quer por via da diminuição dos proveitos totais, quer por via da energia distribuída na rede. Nos últimos anos, o TOTEX unitário acentuou a tendência de decréscimo, menos acentuada em 2023 dado os proveitos e os custos terem aumentado.

Ao nível dos investimentos, as tendências de evolução revelaram comportamentos idênticos entre as duas atividades associadas às infraestruturas de rede. Na atividade de Transporte, verificou-se alguma instabilidade na trajetória de evolução, com o valor a atingir em 2018 o seu mínimo, tendo voltado a crescer nos anos seguintes até ao seu valor mais elevado do período analisado, em 2023, em torno dos 210 milhões de euros. Na atividade de Distribuição, 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, voltando a aumentar nos anos seguintes até ao seu montante máximo de 502 milhões de euros, em 2023.

Ainda no Continente, refira-se que os custos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) do comercializador de último recurso têm apresentado um decréscimo acentuado, devido ao processo de liberalização de mercado e ao calendário de extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais em vigor na lei, o que se reflete na evolução dos seus proveitos permitidos. Este decréscimo foi mais evidente até 2016, sendo de registar uma certa estabilidade nos proveitos desta atividade nos últimos anos. Em termos unitários⁵, verificou-se um ligeiro acréscimo dos custos 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, que adequou a sua estrutura de custos ao número de clientes que detém.

CUSTOS E INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Na atividade de Distribuição das Regiões Autónomas, verifica-se que até 2021 o TOTEX unitário por energia distribuída ocorrido na EDA foi inferior ao registado na EEM. Contudo, em 2022, com o início de um novo

⁵ Apresentado em euros/cliente.

período de regulação, verificou-se uma aproximação dos valores das duas empresas que se mantêm a par em 2023, registando em simultâneo uma ligeira redução.

Destaca-se o caso particular da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), que não é comparável com nenhuma atividade regulada do Continente, na qual a evolução dos custos depende fortemente da evolução dos preços da energia primária utilizada na produção de energia elétrica, designadamente dos preços do fuelóleo, do gasóleo e do gás natural (este último, apenas aplicável à Região Autónoma da Madeira). A tendência de evolução, em termos unitários⁶, dos custos da EDA e da EEM é muito semelhante. Em 2020, devido à situação epidémica motivada pelo COVID-19, a redução da procura a par da redução dos preços dos combustíveis contribuiu para uma queda do nível de custos na atividade de AGS. Em 2021, voltou-se a verificar um crescimento dos custos, que se acentuou significativamente em 2022, com a guerra entre a Ucrânia e a Rússia. Em 2023, com a redução dos custos das *commodities*, voltou a verificar-se uma redução do TOTEX unitário, embora para valores que ainda se encontram bastante acima dos registados até 2021.

RENTABILIDADE E DESEMPENHO DAS ATIVIDADES REGULADAS

A análise efetuada ao nível da remuneração do ativo permite comparar as taxas de remuneração definidas pela ERSE para os ativos regulados com a rentabilidade ocorrida, em cada atividade, identificada no documento como “rentabilidade estatutária” ou “RoR estatutário” (correspondente ao rácio entre o EBIT das empresas e o RAB líquido real⁷).

Verifica-se que, de uma forma geral, as atividades de redes das empresas do continente têm apresentado rentabilidades estatutárias superiores às taxas de remuneração definidas pela ERSE para os ativos regulados⁸, embora estas diferenças se tenham esbatido fortemente, em particular na atividade de Distribuição de Energia Elétrica a partir de 2018. A revisão dos parâmetros para o período de regulação 2018 a 2021 e, principalmente, o término da harmonização dos procedimentos da transposição do

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

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

⁸ Facto que se verifica nas atividades de Distribuição de Energia Elétrica do Continente e das Regiões Autónomas. As exceções verificam-se na atividade de distribuição das Regiões Autónomas, no caso da EEM, no ano de 2022 e no caso da EDA, em 2020 e 2021.

normativo contabilístico de POC para IFRS originaram uma forte diminuição do RoR estatutário em 2018, para níveis mais próximos do RoR ERSE.

Mais recentemente, na atividade de TEE verifica-se que a rentabilidade aumentou nos anos de 2022 e de 2023 após um período de 4 anos em que se assistiu a uma ligeira redução. Esse aumento está influenciado pelo acréscimo da taxa de remuneração dos ativos ocorrida no atual período de regulação. Ao nível da atividade de DEE, verifica-se que a rentabilidade diminuiu ligeiramente no período de 2021 a 2023, não obstante o referido acréscimo da taxa de remuneração dos ativos ocorrida em 2022 e 2023.

No caso das Regiões Autónomas, na atividade de AGS as taxas de rentabilidade estatutárias têm sido superiores ou em linha com as taxas de remuneração definidas pela ERSE. Nas duas empresas o comportamento do RoR estatutário é bastante volátil nessa atividade, estando muito influenciado pela evolução dos custos dos combustíveis e de políticas contabilísticas das empresas, como seja, no caso da EDA, o reconhecimento da quota-parte do resultado das empresas subsidiárias e associadas. Refira-se que em 2023 os RoR Estatutários, tanto da EEM como da EDA, foram bastante elevados, fruto da diminuição de gastos na primeira empresa e de aumento de ganhos de empresas do grupo na segunda empresa.

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica verifica-se o contrário, os RoR estatutários são inferiores ao RoR ERSE, mas com comportamentos distintos entre empresas. Enquanto na EDA, no último período de regulação, a tendência de evolução dos RoR é semelhante, com o RoR estatutário a crescer acompanhando a evolução do RoR ERSE, na EEM verifica-se o oposto, com o RoR estatutário a descer significativamente e a distanciar-se em 2022 e 2023 do RoR da ERSE.

NOTA FINAL

Nos casos das atividades de Distribuição e de Transporte de Energia Elétrica do Continente, no período de regulação de 2018–2021, verificou-se uma clara tendência de redução de custos, a qual reflete a diminuição das taxas de remuneração, fruto do contexto macroeconómico, e as metas de eficiência definidas pela ERSE. Assim, a aplicação da regulação por incentivos tem surtido efeitos positivos nessas atividades, beneficiando os consumidores: as empresas têm um incentivo em reduzir os seus custos acima do definido pelo regulador, por poderem beneficiar de uma maior rentabilidade, e os consumidores assistem a uma diminuição consistente dos proveitos a recuperar pelas tarifas, sem ser posta em causa a qualidade de serviço. A partir do ano de 2022, observa-se uma ligeira inversão desta tendência decorrente dos aumentos do custo de oportunidade do capital e da taxa de inflação.

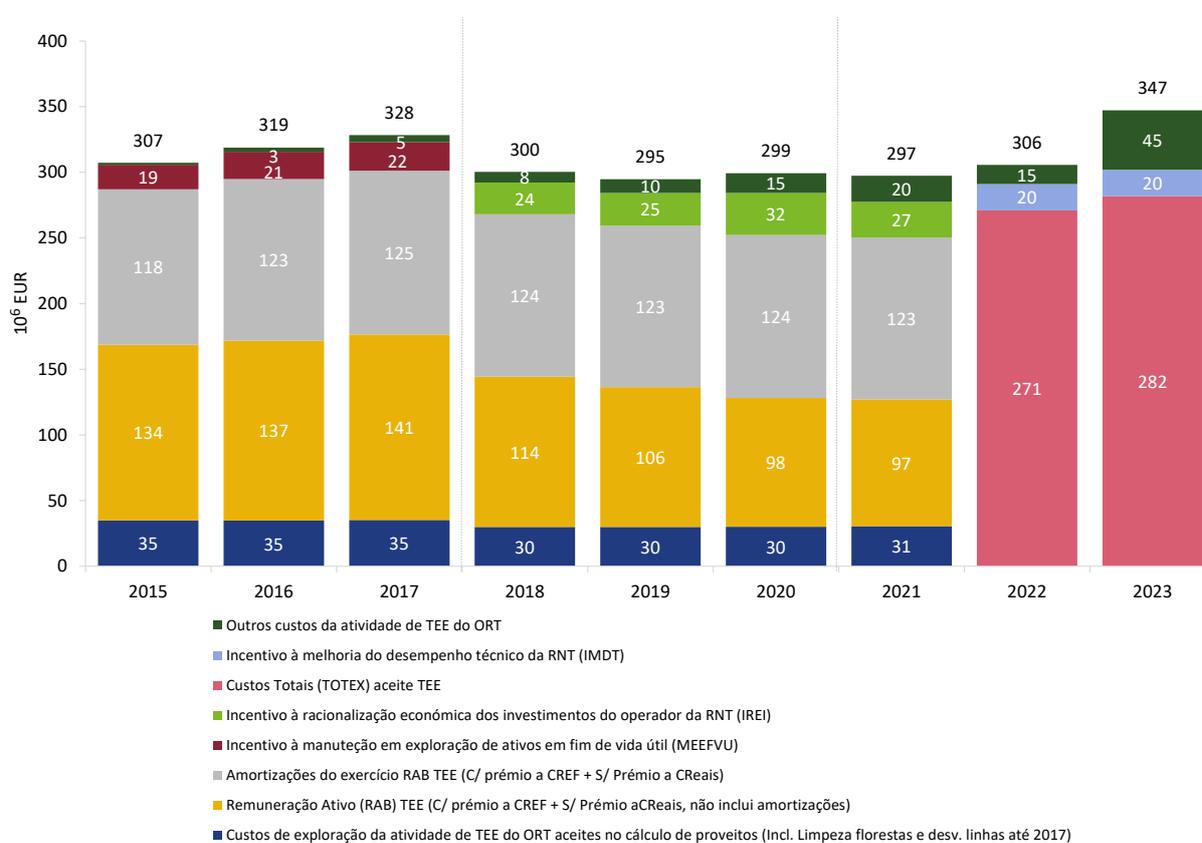
Finalmente, refira-se ainda que o aumento do nível de investimento nas infraestruturas de transporte e de distribuição de energia elétrica no Continente que se tem observado recentemente, com vista a responder aos desafios que representam a transição energética para o SEN, deverá, pelo menos numa fase inicial, contribuir para inverter a tendência de diminuição dos proveitos unitários com as atividades de Transporte e de Distribuição de energia elétrica.

1 ATIVIDADES REGULADAS DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

1.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A Figura 1-1 apresenta a evolução dos proveitos (rendimentos) 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 OPEX da atividade de TEE. Relativamente ao CAPEX (remuneração dos ativos líquidos de amortizações e subsídios + amortização anual), a regulação até 2021 foi efetuada por aplicação de uma metodologia do tipo *rate of return*. Complementarmente, entre 2009 e 2021, foi implementado um mecanismo de incentivo ao investimento

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

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 (caso seja por custos reais ou por custos de referência) que lhe está associado.

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, através da aplicação de uma meta de eficiência de 1,5% ao conjunto dos custos controláveis, ou TOTEX¹⁰ (OPEX + CAPEX), ou seja, aos custos de exploração e aos custos com investimentos considerados controláveis. Assim, 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 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.

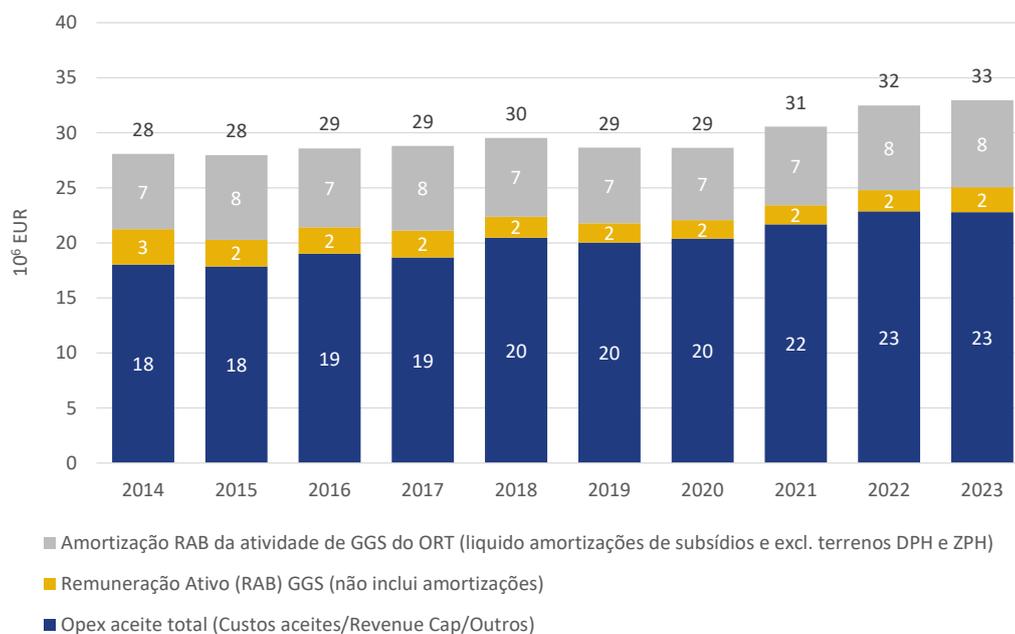
Os incentivos específicos representam outra componente importante dos proveitos permitidos da atividade TEE. No período em análise, destaca-se o Incentivo à Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil (MEEFVU) até 2017, o Incentivo à Racionalização económica dos Investimentos do Operador da RNT (IREI), entre 2018 e 2021, e o Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RNT (IMDT), a partir de 2022.

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 (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).

¹⁰ Esta metodologia, incluindo os principais parâmetros, encontra-se detalhada no documento ["Parâmetros de regulação para o período 2022-2025"](#).

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 reais¹¹ – 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*, sujeito à aplicação de uma meta de eficiência de 1,5% ao ano. Esta metodologia manteve-se no atual período de regulação (2022-2025).

A evolução do OPEX ao longo do período em análise foi de uma tendência de crescimento até 2017, último ano de aplicação do um mecanismo de custos aceites, tendo atingido os 18,7 milhões de euros. Entre 2018 e 2020 o OPEX manteve-se relativamente estável em torno de 20 milhões de euros. Em 2023, segundo ano do atual período de regulação, o OPEX aumentou para 22,8 milhões de euros, o que representa um crescimento de 11,3% face a 2018 e de 0,4% face a 2022. Estas variações do OPEX, entre 2018 e 2023, têm

¹¹ Não inclui o efeito dos ajustamentos.

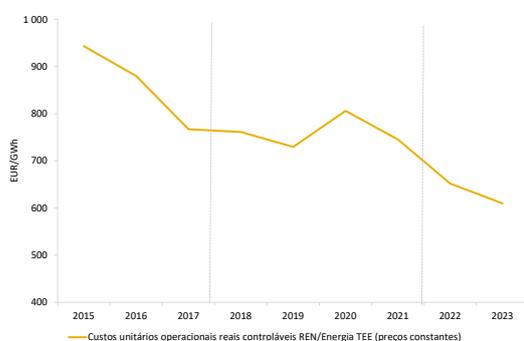
origem nos custos de exploração ocorridos, sujeitos a aprovação da ERSE, referentes aos custos com as plataformas afetas à gestão do sistema, fruto das novas obrigações atribuídas no âmbito da legislação europeia. Estes custos são considerados fora do *revenue cap* e, por isso, não estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência.

O valor do CAPEX.¹² observou uma redução de 18,6%, entre 2017 e 2020, em resultado da redução da taxa de remuneração, do valor médio do ativo líquido remunerado e do valor das amortizações. No entanto, no triénio 2021 -2023, o CAPEX aumentou face a 2020 devido ao crescimento do valor médio do ativo líquido remunerado e da taxa de remuneração.

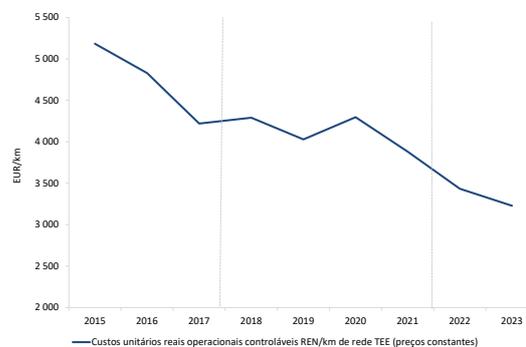
1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

A Figura 1-3 e a Figura 1-4 apresentam a evolução do OPEX controlável da atividade de TEE, em função dos custos unitários por energia transportada e por quilómetro de rede.¹³

**Figura 1-3 – OPEX por energia – atividade de TEE
(preços constantes 2023)**



**Figura 1-4 – OPEX por km de rede – atividade de TEE
(preços constantes 2023)**



Na atividade de TEE, os custos de exploração reais unitários, quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, reduziram-se ao longo do período em análise, à exceção do ano de 2020. Esta redução

¹² 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.

¹³ OPEX REN corresponde aos valores de OPEX verificados e apresentados nas contas reguladas auditadas, por unidade física.

de custos unitários 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, face a 2021 deveu-se sobretudo à redução em 10,8% dos custos de exploração reais, ampliada pelo aumento quer da energia transportada (1,9%), quer dos quilómetros de rede (0,8%). Em 2023, a redução face a 2022 é sobretudo justificada pelo efeito da redução dos custos de exploração reais em 6,1%, tendo-se mantido relativamente constantes a energia transportada e os quilómetros de rede.

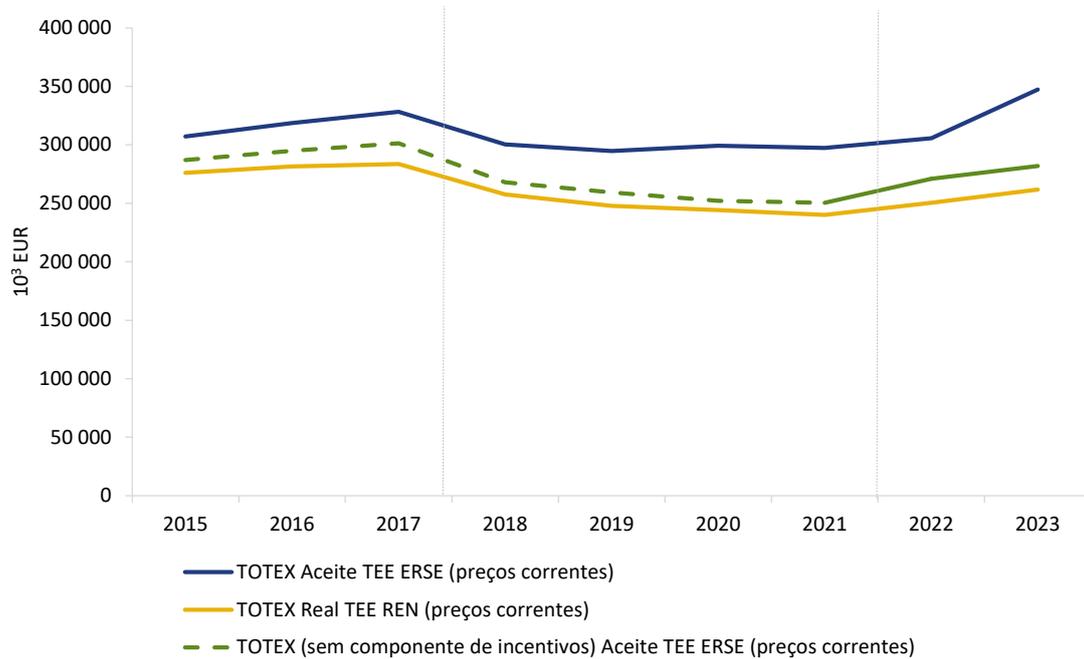
1.3 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS TOTAIS E DOS CUSTOS REAIS TOTAIS

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).¹⁴, 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 TOTEX.¹⁵

¹⁴ 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.

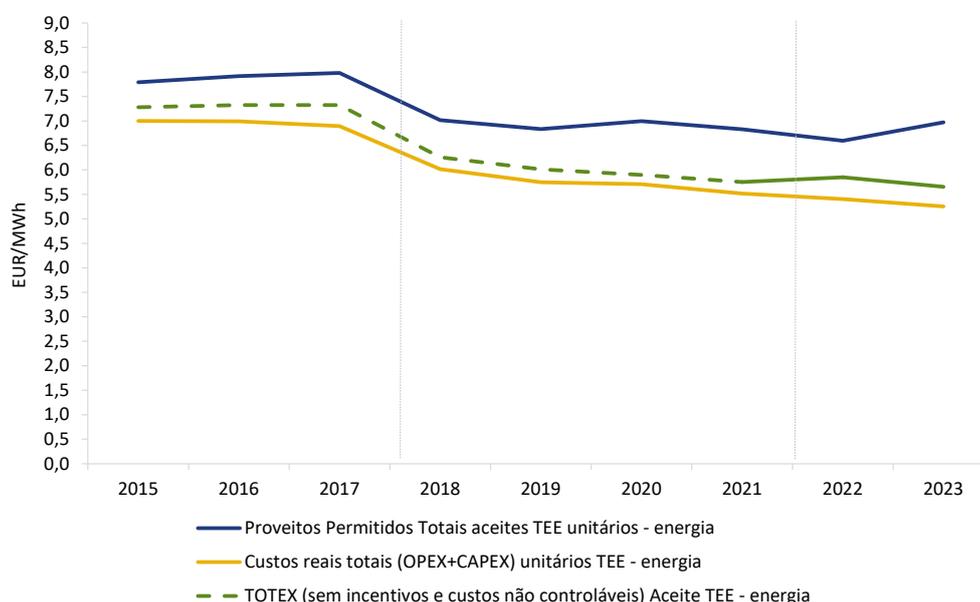
¹⁵ Para efeitos de comparação, até 2021 o valor do TOTEX ERSE inclui a soma das parcelas de CAPEX e de OPEX controlável, sendo apresentado em linha contínua na figura.

Figura 1-5 - 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.

Figura 1-6 – Proveitos Permitidos Totais por energia – atividade de TEE
(preços constantes 2023)



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.

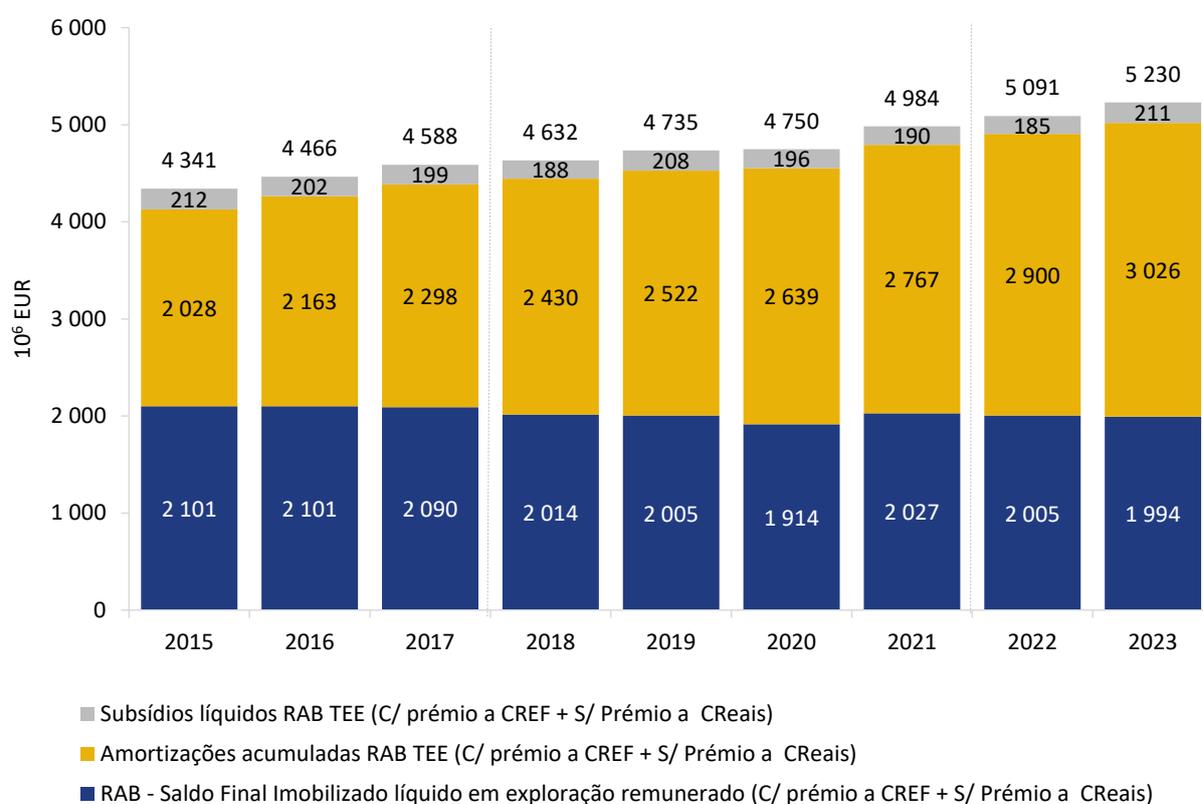
Até 2021, as divergências entre os valores do TOTEX ERSE e os custos reais da empresa devem-se sobretudo ao mecanismo de custos de referência, no CAPEX, e à capacidade da empresa em obter ganhos de eficiência ao nível dos custos de exploração, superando as metas impostas pelo regulador. A partir de 2022, 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 regulação¹⁶.

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



¹⁶ 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

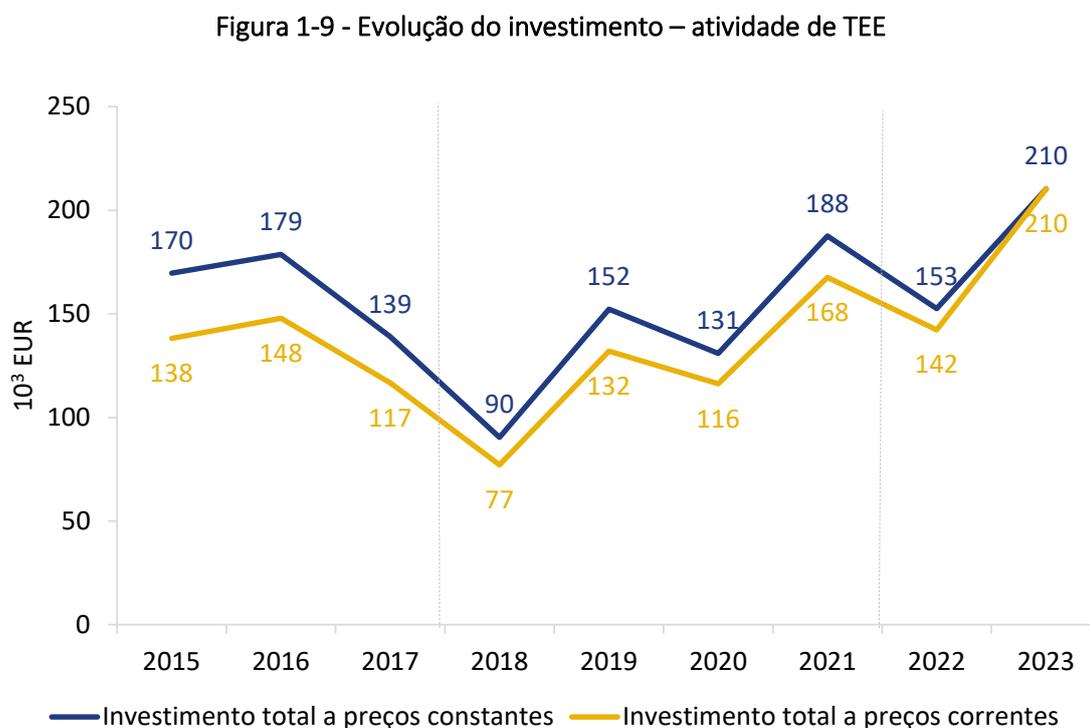


Como se pode observar as figuras evidenciam:

- Atividade de TEE:
 - Uma tendência de redução do imobilizado remunerado (que corresponde ao imobilizado líquido em exploração (RAB)) a partir de 2016 e até 2020, porque os valores anuais dos investimentos entrados em exploração passam a ser 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;
 - O valor médio do RAB, no período 2015 a 2023, foi de 2 028 milhões de euros;
 - O valor médio das amortizações acumuladas, no período 2015 a 2023, foi de 2 530 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 2023 o valor mais elevado do período em análise;
 - O valor médio do RAB, no período 2015 a 2023, foi de 39,1 milhões de euros;
 - O valor médio das amortizações acumuladas, no período 2015 a 2023, foi de 189,1 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.



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 2023 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

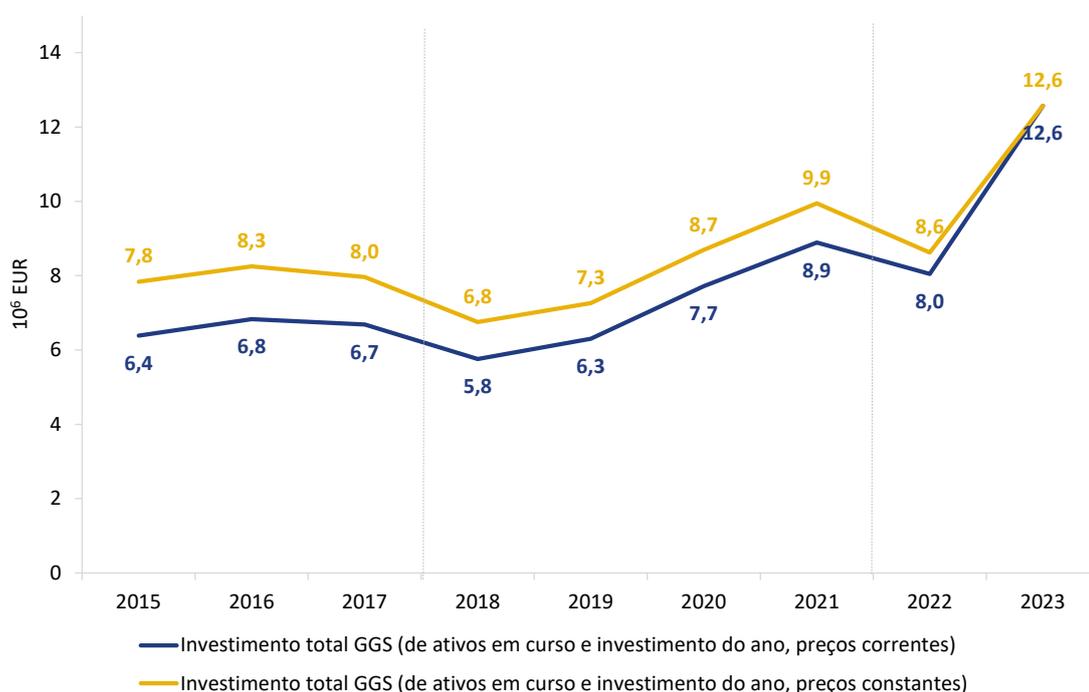
investimentos da RNT (IREI), que veio substituir o anterior incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU). Este incentivo foi eliminado no período de regulação que se iniciou em 2022, tendo sido substituído pelo incentivo IMDT.

A média dos investimentos, a preços constantes, no período de regulação 2015-2017, foi de 162 milhões de euros, inferior ao nível do valor médio dos investimentos no período regulatório 2012-2014 (176 milhões de euros). No período de regulação 2018-2021, o valor médio dos investimentos foi de 140 milhões de euros, correspondendo a uma redução de 13,6% relativamente ao período de regulação anterior. A média dos dois anos do atual período de regulação, 181 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.

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. A média dos investimentos, a preços constantes, no

período de regulação 2015-2017 (8,0 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 de crescimento dos valores de investimento, com o valor médio a atingir os 8,2 milhões de euros. A média dos dois anos do atual período de regulação, 10,6 milhões de euros, representa um valor superior aos valores médios dos três períodos de regulação anteriores. A empresa justifica o aumento verificado em 2023 com investimentos no centro de despacho.

1.5 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

O valor do RoR (rentabilidade do capital empregue¹⁷) 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 uma taxa de remuneração a estes ativos com um prémio de 75 pontos base¹⁸ face à taxa aplicada aos ativos valorizados a custos históricos. 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.

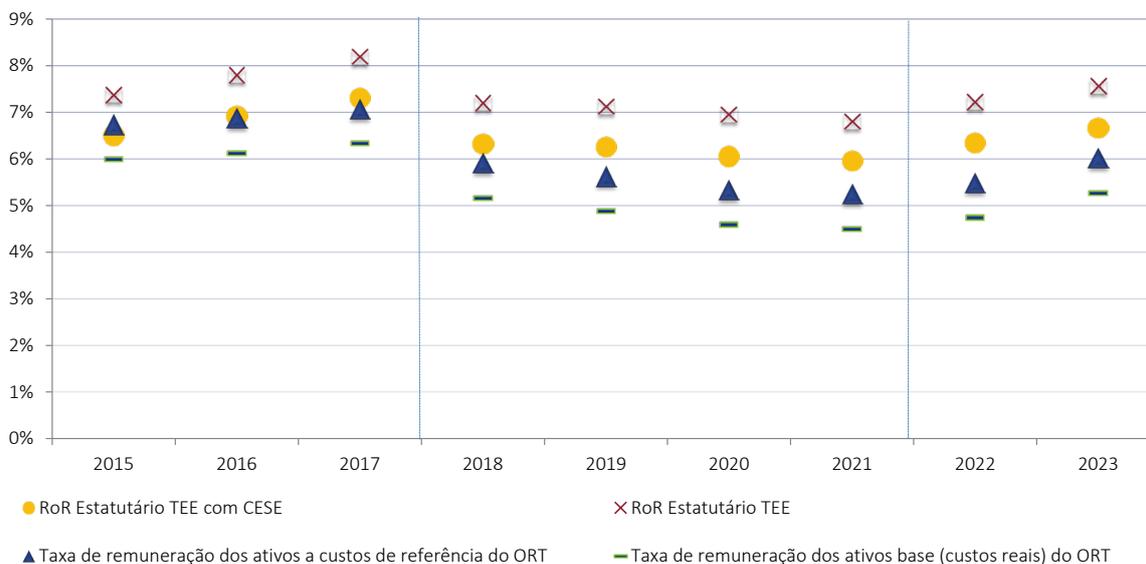
Neste contexto, o cálculo do RoR é diferente tendo em conta a realidade regulatória e a realidade estatutária.

A Figura 1-11 apresenta a evolução das taxas de remuneração na atividade de TEE definidas pela ERSE e do RoR estatutário da REN.

¹⁷ As definições dos vários RoR (estatutário e ERSE) são apresentadas no glossário deste documento.

¹⁸ 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.

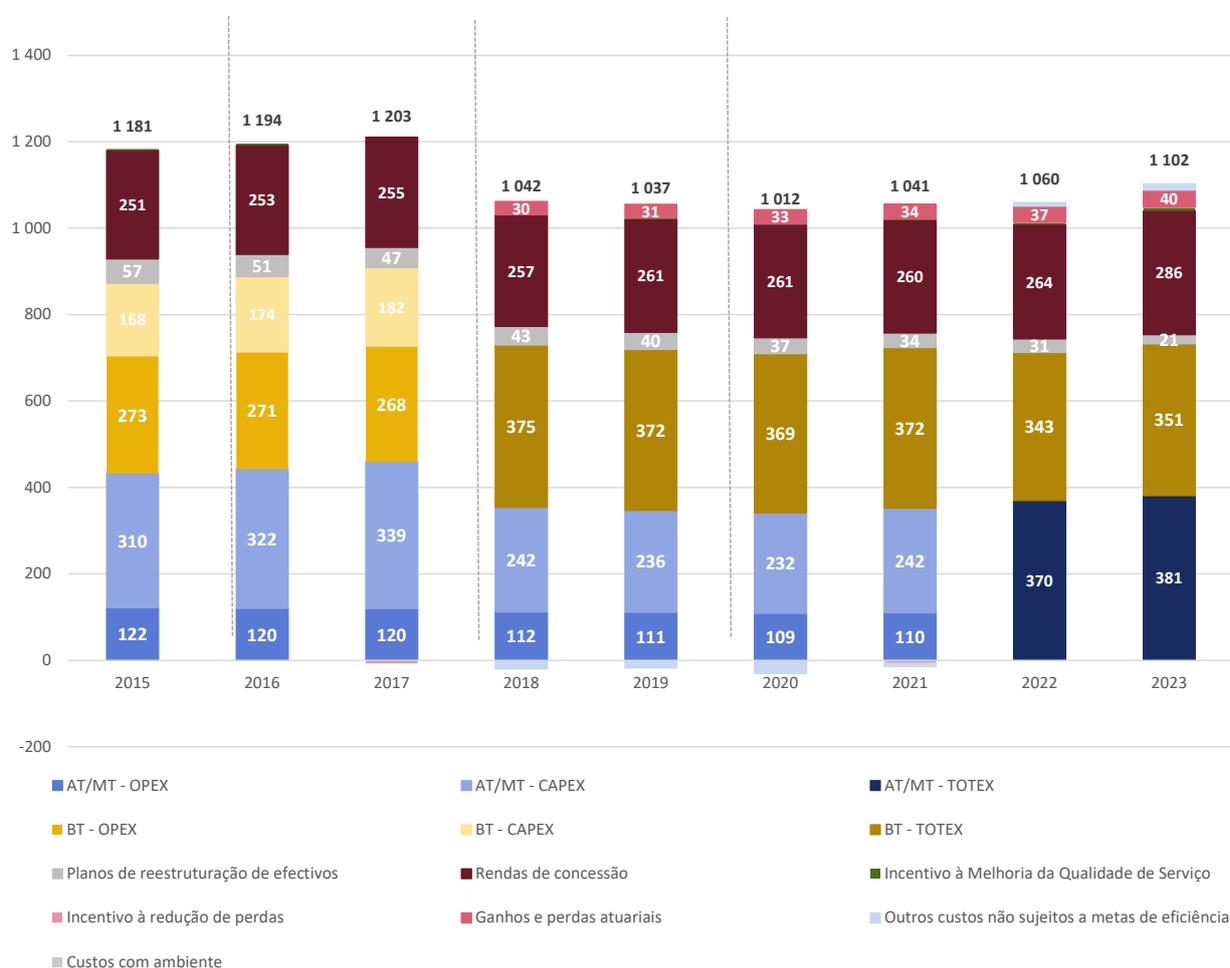
A revisão dos parâmetros a aplicar no período de regulação que se iniciou em 2018, em especial a base de custos, mostra uma diminuição dos diferentes RoR, com o RoR estatutário a diminuir para cerca de 6,81% em 2021, o valor mais baixo do período em análise. Em 2022, ano de início de um novo período 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.

2 ATIVIDADE REGULADA DESENVOLVIDA PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RND

2.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

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

Figura 2-1 – Proveitos permitidos reais¹⁹
(preços correntes)



¹⁹ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1, neste caso apenas no CAPEX).

Como se observa, os proveitos permitidos da atividade de Distribuição permaneceram relativamente estáveis até 2017, caindo para valores mais reduzidos a partir do período de regulação de 2018-2021. No ano de 2020, atingiu-se 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 diminuição de proveitos ocorrida no período de 2018 a 2021 resultou da revisão das bases de custos para este período de regulação, possibilitada pela diminuição dos custos reais da empresa até 2016, bem como pelo facto dos proveitos deixarem de incorporar, a partir de 2018, ajustamentos à base de ativos e às amortizações do exercício decorrentes de ativos que à data de transição de POC para IFRS deixaram de ser capitalizados, porque se encontravam totalmente amortizados no final de 2017. Apesar da revisão das bases de custos para o período de regulação (2022-2025) também ter incorporado uma ligeira redução de gastos, a tendência de subida observada a partir de 2021 dos valores dos proveitos permitidos deve-se às subidas da inflação e do custo de capital.

Até 2011, a atividade de DEE foi regulada por *price cap*, 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*. Desta forma, de 2012 até 2017, é possível desagregar o OPEX e CAPEX por nível de tensão. Tendo em conta essa desagregação, é possível verificar o elevado peso que os proveitos associados aos custos de exploração (componente do OPEX e dos planos de reestruturação de efetivos)²⁰ têm nos proveitos totais, representando mais de 36% dos mesmos (em 2017).

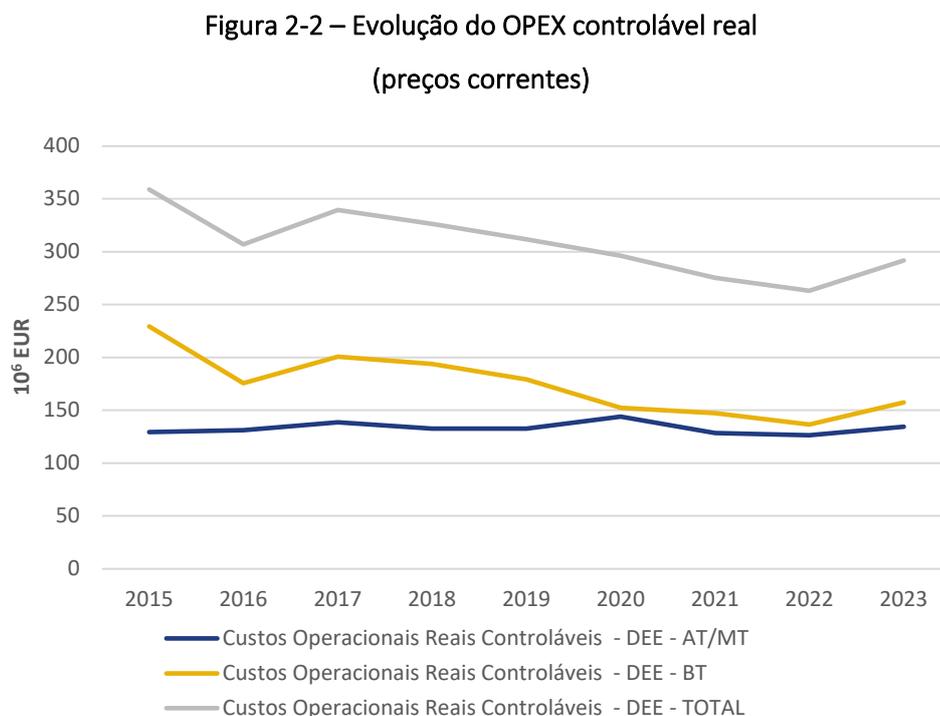
Em 2018, o primeiro ano do período de regulação de 2018 - 2021, alterou-se o enquadramento regulatório para uma metodologia do tipo *revenue-cap* aplicada aos custos totais (TOTEX) da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em baixa tensão, mantendo-se a metodologia para a atividade de Distribuição em alta e média tensão.

A partir de 2022, início de novo 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).

²⁰ 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.

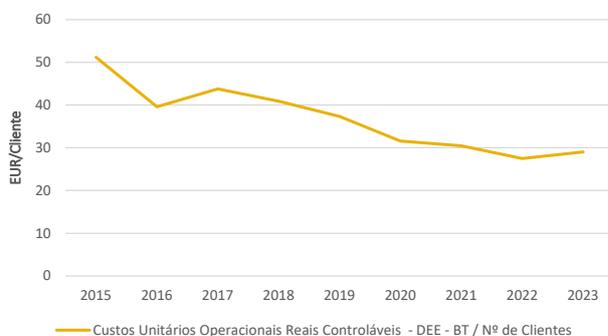


Como se pode observar na Figura 2-2, os custos de exploração reais da empresa apresentaram até 2022 uma tendência globalmente decrescente, embora a um ritmo mais estável nos últimos anos. Observa-se, por outro lado, um comportamento distinto entre a atividade em BT (que tem mantido a tendência decrescente desde 2013) e a atividade em AT/MT, cujos custos, após uma queda em 2014, se têm mantido relativamente estáveis. Em 2023, observa-se uma tendência de crescimento dos custos decorrente do aumento da inflação. A tendência foi mais acentuada na BT decorrente do incremento dos custos das rendas de concessão (devido ao aumento do IPC e do consumo) e do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).

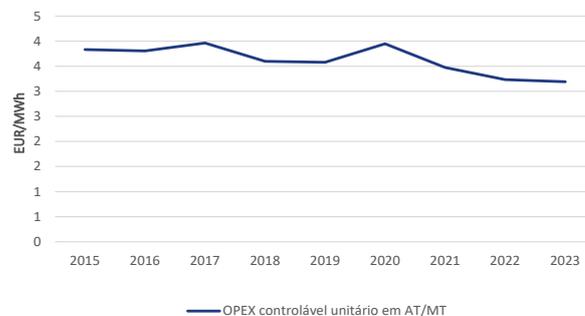
Nas Figura 2-3 e Figura 2-4, apresentam-se os custos unitários, tendo em conta os indutores que se considera mais representativos. Enquanto que na BT se utiliza o número de clientes, na AT/MT apresenta-se o OPEX por energia distribuída. À semelhança do que foi feito nas análises anteriores, também se

consideraram, na análise, os montantes associados aos planos de reestruturação de efetivos aceites fora da base de custos (no OPEX total aceite pela ERSE).

**Figura 2-3 – OPEX por cliente em BT
(preços constantes 2023)**



**Figura 2-4 – OPEX por energia em AT/MT
(preços constantes 2023)**



Nas figuras anteriores relativa aos custos de exploração unitárias observa-se o comportamento distinto anteriormente referido, entre os dois níveis de tensão (AT/MT e BT). No caso da BT, os custos de exploração unitários têm registado, até 2022, um decréscimo no período em análise, devido sobretudo à redução do OPEX, visto que o indutor número de clientes é relativamente estável. A inversão desta tendência, em 2023, deve-se ao incremento dos custos anteriormente referido.

No caso da AT/MT, verifica-se uma ligeira redução dos custos unitários aceites, a partir de 2015 até 2019, por via simultaneamente de uma redução de custos exploração aceites e de um aumento da energia distribuída ao longo deste período. Em 2020, o aumento do OPEX unitário real deveu-se ao efeito combinado do incremento do OPEX real e da redução significativa do consumo de eletricidade, decorrente da crise pandémica associada à COVID 19. A partir de 2021, a retoma da diminuição do OPEX unitário deveu-se a redução do OPEX para níveis inferiores a 2018 e 2019 e a um incremento do consumo de eletricidade. Este incremento do consumo mitigou, em 2023, o incremento dos custos anteriormente referido.

2.3 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS TOTAIS E DOS CUSTOS REAIS TOTAIS

As duas figuras seguintes apresentam a evolução dos proveitos totais permitidos, custos totais reais (excluindo os gastos das rendas dos planos de reestruturação de recursos humanos e dos ganhos e perdas

atuariais) e do TOTEX²¹ permitido da atividade de DEE, total e em função dos valores unitários por energia distribuída, a preços constantes de 2023, excluindo, em todas as séries, os gastos relativos às rendas de concessão.

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

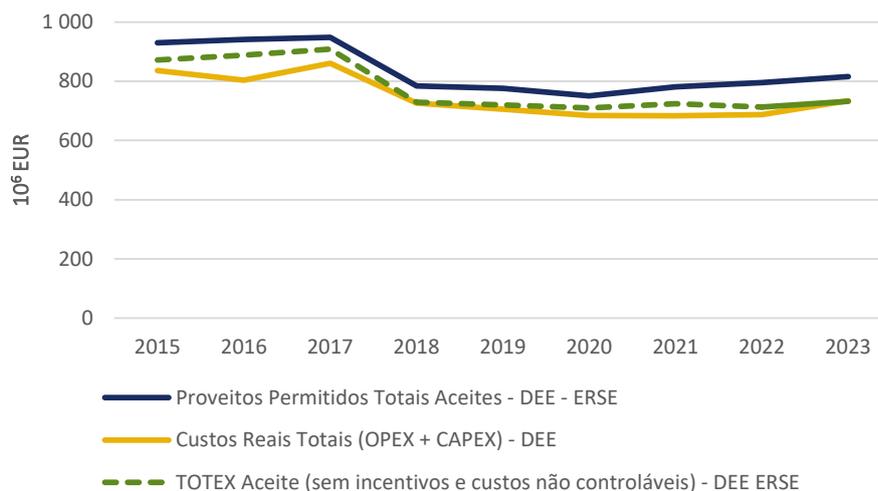
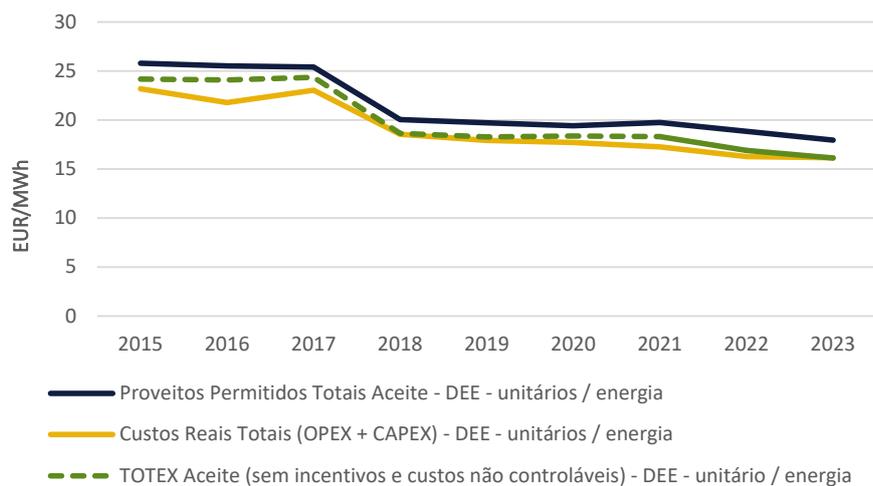


Figura 2-6 – TOTEX por energia – atividade de DEE
(preços constantes 2023)



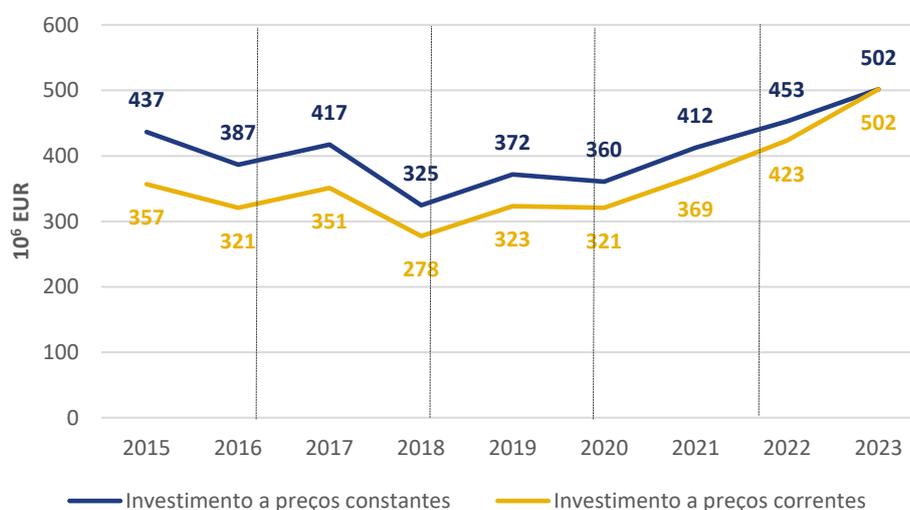
²¹ TOTEX corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. Nos anos em que a metodologia regulatória determinava a desagregação das componentes de OPEX e CAPEX por cada nível de tensão, corresponde à soma destas componentes (o tracejado das figuras representa os anos em que ocorreu este procedimento).

Observa-se, a partir de 2021, uma inversão da tendência de redução dos proveitos totais, enquanto os proveitos totais unitários mantiveram a tendência de redução, em paralelo com a redução dos custos reais totais (com exceção de 2023 neste último caso). Esta tendência acentua-se em 2018, quer por via da diminuição dos proveitos totais (pelas razões anteriormente referidas), quer por via da energia distribuída na rede. Nos últimos anos, o TOTEX unitário acentuou a tendência de decréscimo, menos acentuada em 2023, devido ao incremento do consumo de eletricidade dado os proveitos e os custos terem aumentado. Note-se que, nos últimos períodos de regulação, os custos reais da empresa têm acompanhado a trajetória dos proveitos permitidos.

2.4 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS E DOS ATIVOS

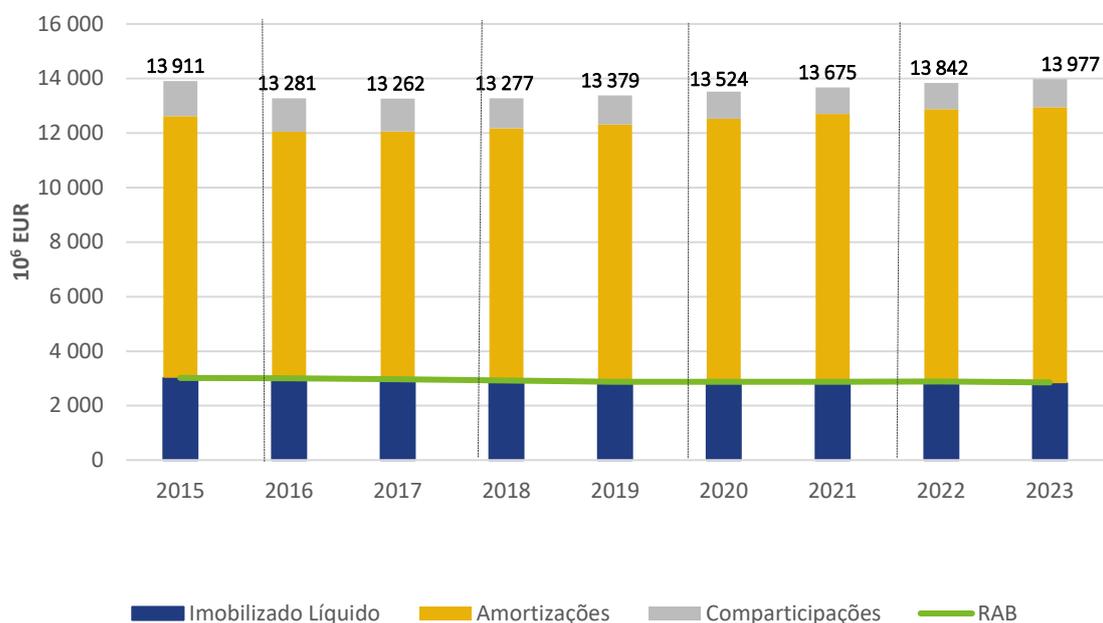
A Figura 2-7 e a Figura 2-8 apresentam, respetivamente, a evolução do investimento e a evolução dos ativos regulados afetos às atividades de DEE.

Figura 2-7 – Evolução do investimento



Na Figura 2-7 observa-se que o investimento (a preços correntes) se situou entre 320 e 360 milhões de euros por ano, até 2017. 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 recalendarização de algum investimento previsto para esse ano. No último triénio do período em análise, observou-se uma tendência de crescimento, alcançando em 2023, o nível de investimento máximo no período em análise, acima de 500 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, em 2023, um ligeiro decréscimo comparativamente a 2022.

2.5 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

O cálculo do RoR²² 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, para além dos custos considerados na base de custos sujeita a eficiência, existem rubricas de custos consideradas fora da base de custos sujeita a metas de eficiência, como sejam as rendas de concessão, os custos com planos de reestruturação de efetivos²³ e os valores recebidos com os alugueres de apoio em BT. Além disso, com a passagem de POC

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

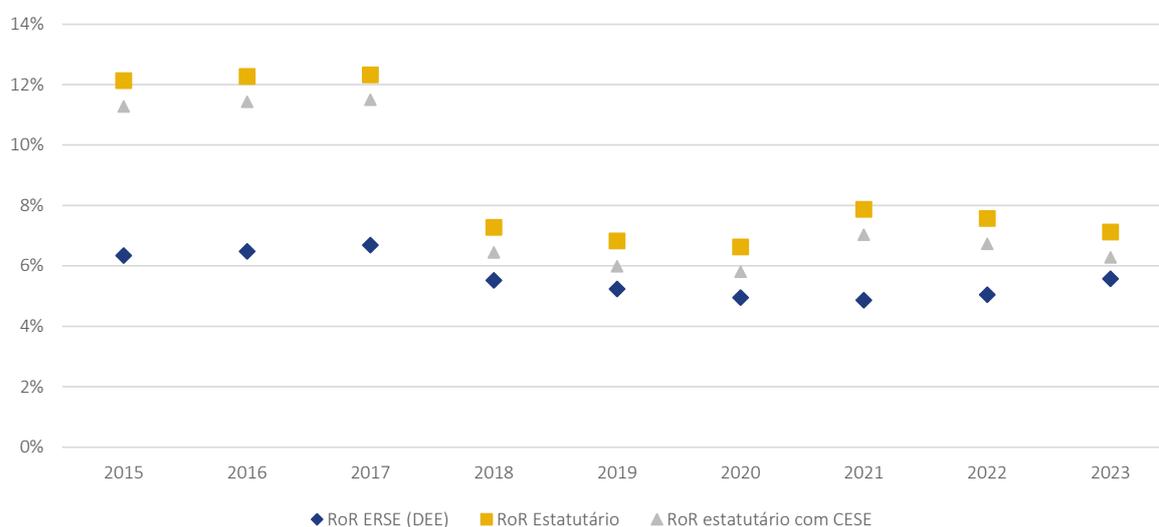
²³ Programa de Apoio à Reestruturação (PAR), Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e Programa de Ajustamento de Efetivos (PAE), cuja aceitação nestes moldes decorre de decisões tomadas pela ERSE em 2005 e 2011.

para IFRS, consideraram-se elegíveis os 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 as amortizações dos ativos que deixaram de ser capitalizados.

Neste contexto, o cálculo do RoR é diferente tendo em conta a realidade regulatória e 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 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 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 a 2021 e, principalmente, o término da harmonização dos procedimentos da transposição do normativo contabilístico de POC para IFRS originaram a forte diminuição do RoR. Em 2020, registou-se um RoR estatutário de 6,63% correspondendo ao valor mais baixo do período em análise.

3 ATIVIDADE REGULADA DESENVOLVIDA PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

3.1 EVOLUÇÃO DO TOTEX

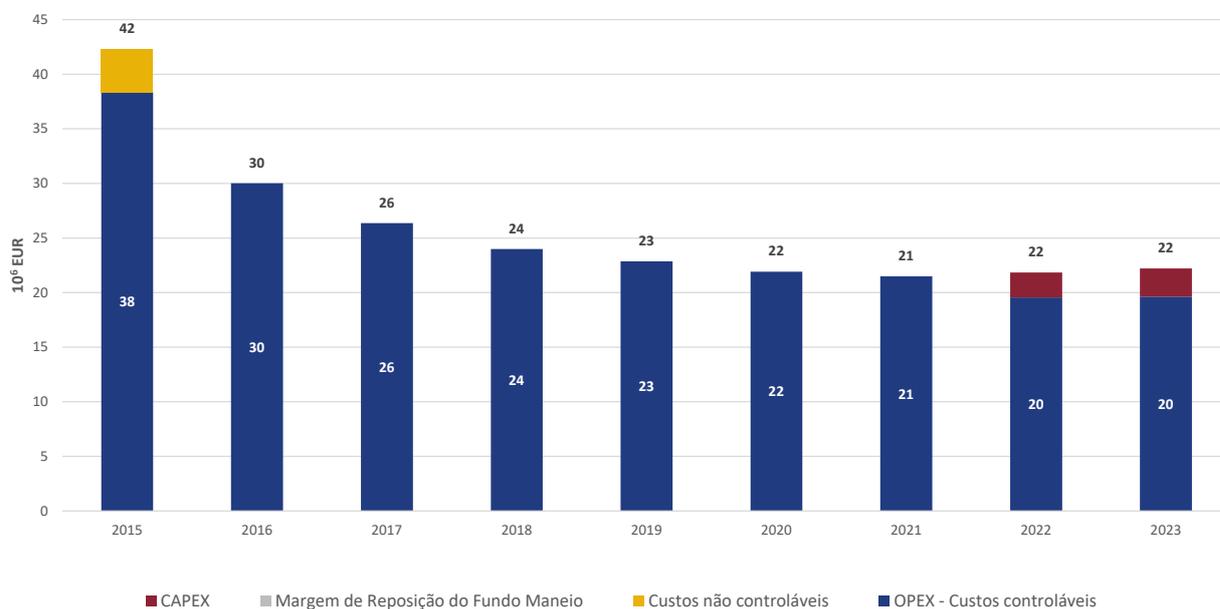
Na atividade de Comercialização têm ocorrido alterações significativas resultantes da liberalização do mercado de energia, bem como das mudanças na estrutura organizativa do próprio Grupo EDP, onde se insere o comercializador de último recurso (CUR) do setor elétrico.

O ano de 2019 foi um ano de mudanças significativas no CUR, com especial enfoque no lançamento da nova marca – SU Eletricidade - e criação da respetiva rede de lojas próprias, bem como, no fim do 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 baseada no estabelecimento de metas de eficiência nos custos de exploração (OPEX). Para o período regulatório 2022-2025, foi incluída uma componente de CAPEX regulada por modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual nos proveitos permitidos desta atividade. Importa referir que os investimentos propostos pela empresa estão sujeitos à avaliação e aceitação da ERSE.

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

Figura 3-1 - Proveitos permitidos reais²⁴
(preços correntes)



Conforme se verifica na figura anterior, e à semelhança do ocorrido nos últimos anos, os proveitos permitidos da atividade de Comercialização, em termos globais, têm registado uma tendência decrescente, com maior evidência em 2015. Este decréscimo é, sobretudo, explicado por uma diminuição da atividade, decorrente da extinção das tarifas reguladas e da consequente saída dos consumidores para o mercado liberalizado. Aliado a esta situação, também se registam ganhos de eficiência por parte da empresa.

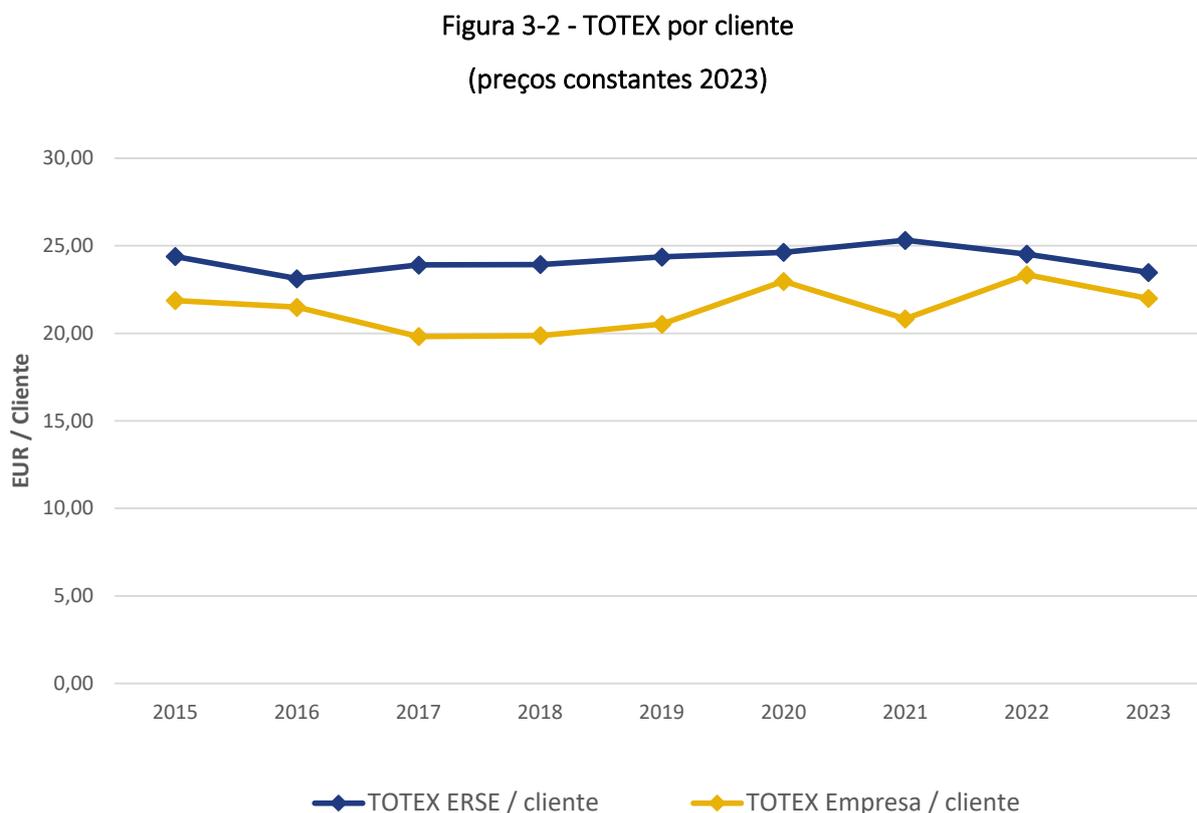
No período de regulação iniciado em 2015, a atividade de Comercialização passa a incluir uma rubrica de custos não controláveis que só deve ser considerada caso se justifique, a exemplo do que sucedeu em 2015. Para os anos seguintes, a análise das necessidades financeiras da empresa permitiu concluir não ser necessária a inclusão da rubrica de custos não controláveis.

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.

²⁴ Não incluem o efeito dos ajustamentos.

3.2 EVOLUÇÃO DO TOTEX POR CLIENTE

A figura seguinte apresenta a evolução do TOTEX por cliente aceites em ajustamentos pela ERSE, bem como os valores reais de TOTEX por cliente incorridos pela empresa²⁵.



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 conseqüente ritmo de saída dos clientes para o mercado ser superior ao decréscimo registado 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.

²⁵ 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.

A partir de 2017, regista-se um aumento dessa rubrica, pois a redução dos custos foi inferior ao decréscimo verificado no número de clientes.

Quando comparado o TOTEX por cliente da empresa e da ERSE observa-se um afastamento, tendo a SU Eletricidade evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE e conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador. Porém, observa-se que a definição da nova base de custos para o período regulatório 2022-2025 levou a uma aproximação do TOTEX unitário da ERSE relativamente ao valor da empresa, estando este último, no entanto, ainda ligeiramente abaixo do primeiro.

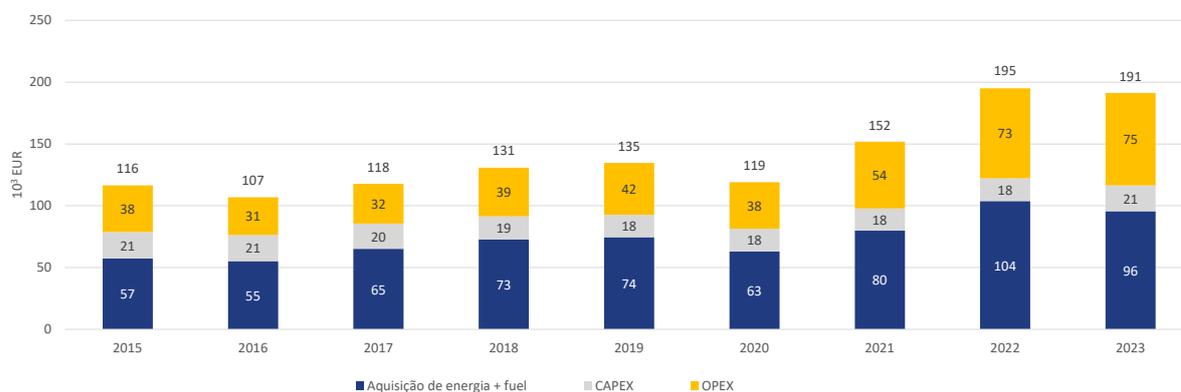
4 REGIÕES AUTÓNOMAS (RA)

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, principalmente, associado ao preço dos combustíveis e ao custo da aquisição de energia. O OPEX da atividade de AGS é regulada desde 2012 através de uma metodologia de *revenue cap*.²⁶, enquanto a aquisição dos combustíveis para produção de energia elétrica de energia, rubrica “Aquisição de energia + fuel” na figura, é regulada por custos de referência.

Figura 4-1 – Proveitos permitidos reais²⁷ – AGS EDA
(preços correntes)



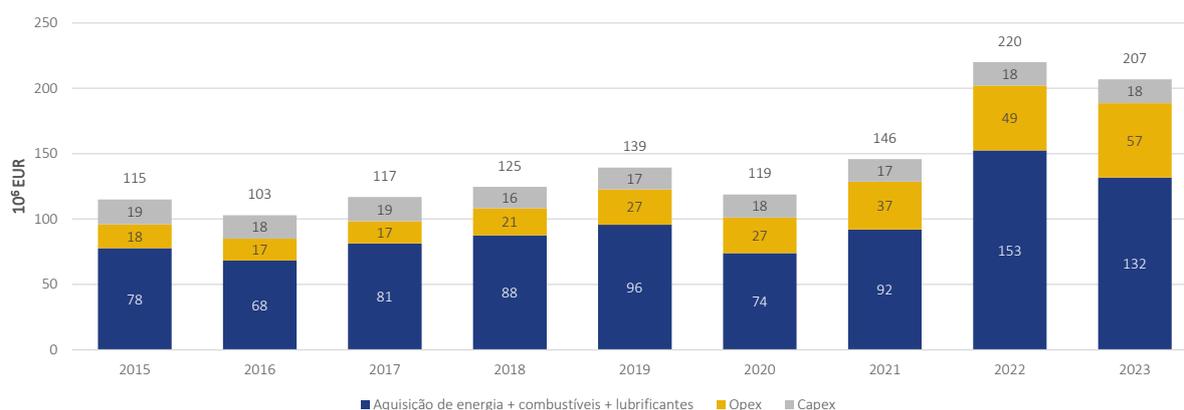
Como se observa os proveitos permitidos da atividade AGS da EDA oscilaram durante o período em análise em resultado da variação ocorrida nos custos de aquisição de energia, em particular, a partir de 2021 cujo efeito é mais significativo devido à variação dos preços dos combustíveis.

²⁶ 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).

²⁷ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

Ao nível do OPEX regista-se o aumento do seu valor a partir de 2021 justificado pelo aumento dos custos com os outros combustíveis, em particular, do custo com o gasóleo²⁸, que, embora sujeito a custos de referência, sofreu um aumento significativo e pelo aumento dos custos com manutenção, rubrica não sujeita a metas de eficiência.

Figura 4-2 – Proveitos permitidos reais²⁹ – AGS EEM
(preços correntes)



Os proveitos permitidos da atividade de AGS da EEM apresentam uma trajetória de evolução muito semelhante aos da EDA. Após um período de redução dos proveitos permitidos até 2016, em 2017 verificou-se uma inversão com os proveitos permitidos a crescer³⁰ até atingirem o valor mais elevado em 2022, em consequência, principalmente, do aumento dos custos com combustíveis, da aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM e dos custos com as licenças de CO₂.

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

²⁸ 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.

²⁹ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

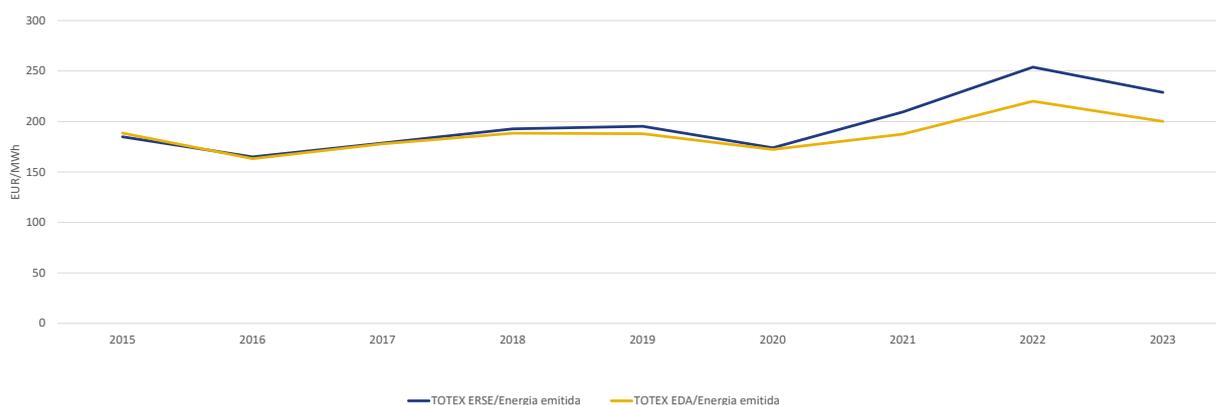
³⁰ Com exceção do ano de 2020 em que se verificou uma redução acentuada do consumo de combustíveis face ao decréscimo da produção em virtude do COVID-19.

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 TOTEX³¹ unitário, conforme ilustram os gráficos seguintes.

**Figura 4-3 - TOTEX por energia³² EDA
(preços constantes de 2023)**



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 unitário³³, a partir de 2020 devido principalmente à variação dos preços dos combustíveis. Situação que se inverte em 2023 devido à descida dos preços.

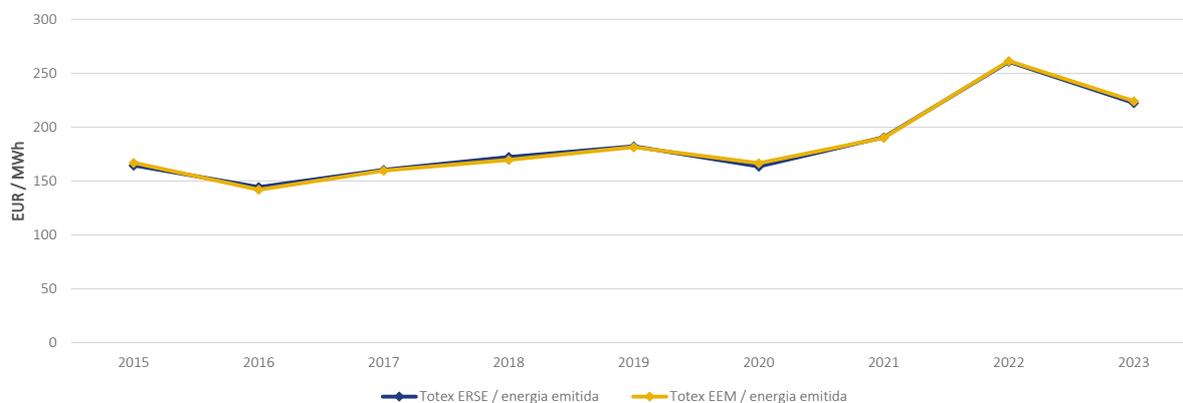
³¹ OPEX+CAPEX.

³² Energia emitida.

³³ 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 energia³⁴ EEM
(preços constantes de 2023)



Na EEM, assiste-se a uma tendência semelhante à da EDA, com a diminuição do TOTEX em termos unitários³⁵, até 2016 e posterior inversão desta tendência, mais evidente a partir de 2020, pelos motivos apontados para a EDA. Destaca-se ainda a proximidade entre os valores reais ERSE (aceites em ajustamentos) e os valores reais empresa.

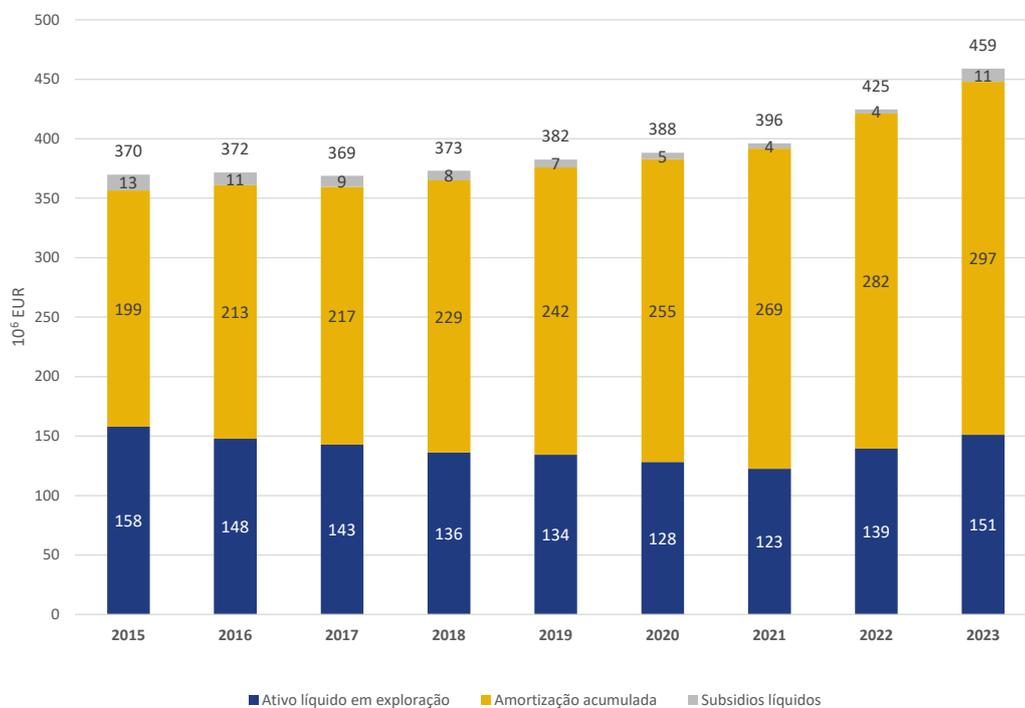
³⁴ Energia emitida.

³⁵ 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.

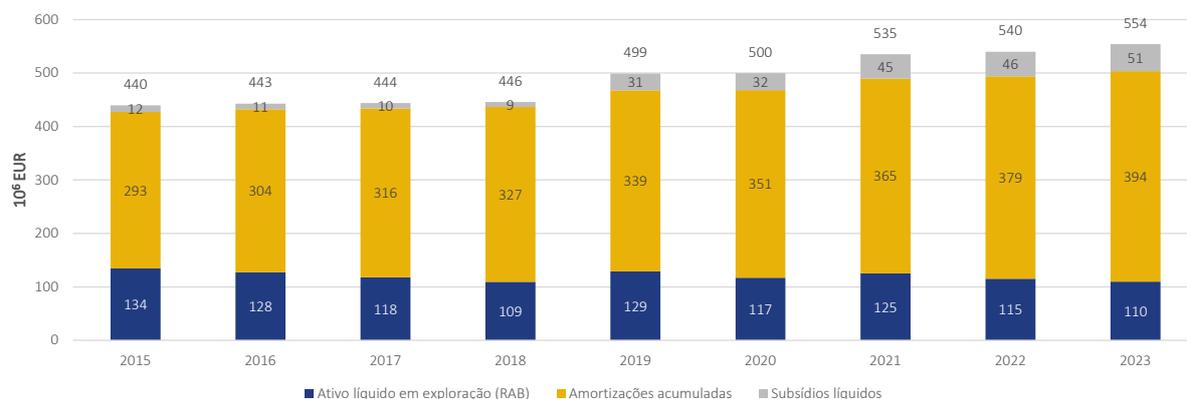
4.1.3 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

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. Em 2022 e 2023 assiste-se ao aumento do ativo líquido em exploração em virtude do acréscimo do imobilizado em exploração.

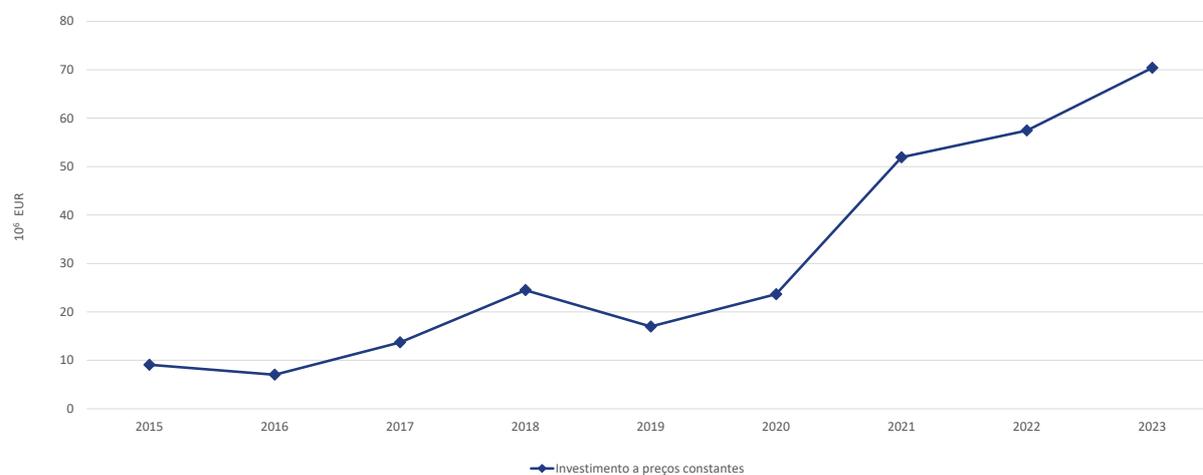
Figura 4-6 – Evolução do ativo EEM



Na EEM, o valor do imobilizado líquido em exploração (RAB) afeto à atividade de AGS apresentou uma redução em 2023.

INVESTIMENTO

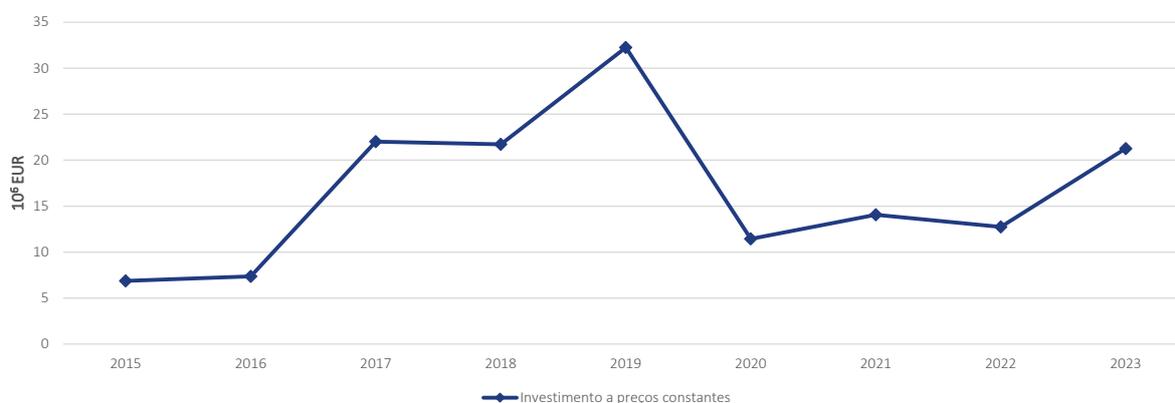
Figura 4-7 - Evolução do investimento da AGS na EDA



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. Esta situação é refletida na Figura 4-5.

De destacar o ano de 2021 com um valor significativo de investimento na produção, designadamente, na ampliação da central termoelétrica do Belo Jardim, na ilha Terceira, e em alterações na central do Pico com a renovação do sistema de comando e controlo e a substituição de uma caldeira. Em 2022 e em 2023 há a destacar os 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*).

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 a 2022, o investimento realizado teve um decréscimo significativo, em consequência da redução da atividade económica, inicialmente devido às restrições associadas à COVID-19, e posteriormente a atrasos significativos em obras ao nível do sistema electroprodutor da EEM. Em 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 com 9,6 milhões de euros e no reforço dos serviços de sistema com a instalação de um sistema de baterias na ilha do Porto Santo com 6,3 milhões de euros. Refira-se que nos anos de 2022 e de 2023 a EEM recebeu para estes dois projetos fundos comunitários através do PRR (Plano de Recuperação e Resiliência) que ascenderam cerca de 15,7 milhões de euros.

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, 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.

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 réditos 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 réditos 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 EEM.³⁶ é influenciado pela transposição dos normativos contabilísticos, bem como, principalmente neste caso, pela metodologia de regulação utilizada nessas atividades e pelo desempenho das empresas. De acordo com a metodologia de cálculo de proveitos (rendimentos) 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 custos.³⁷ com lubrificantes. Neste contexto, o cálculo do RoR é influenciado pelas metodologias e opções regulatórias.

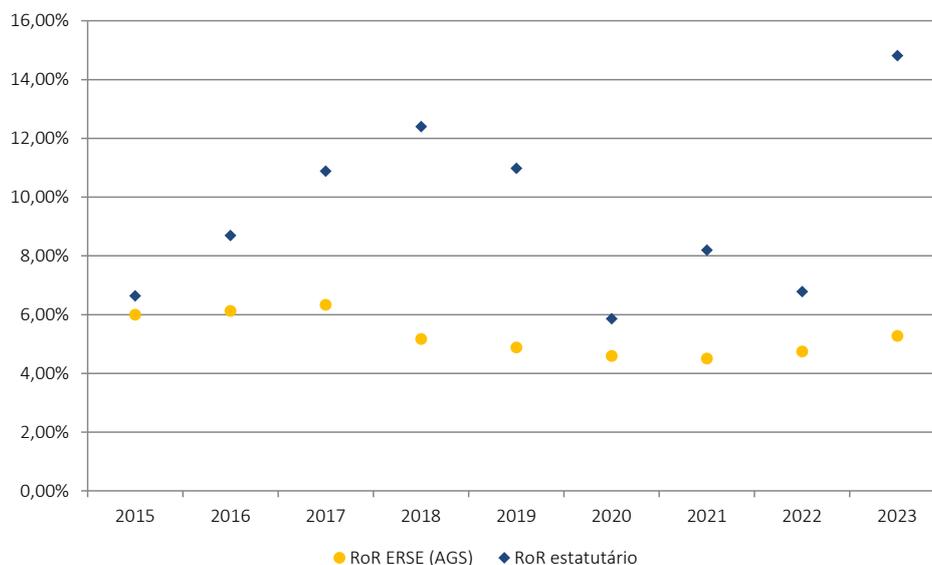
No RoR estatutário da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema consideram-se os valores das contas estatutárias, sem a influência das opções regulatórias.

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.

³⁶ Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) e atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE).

³⁷ Desde 2015 estes custos são sujeitos à aplicação de metas de eficiência.

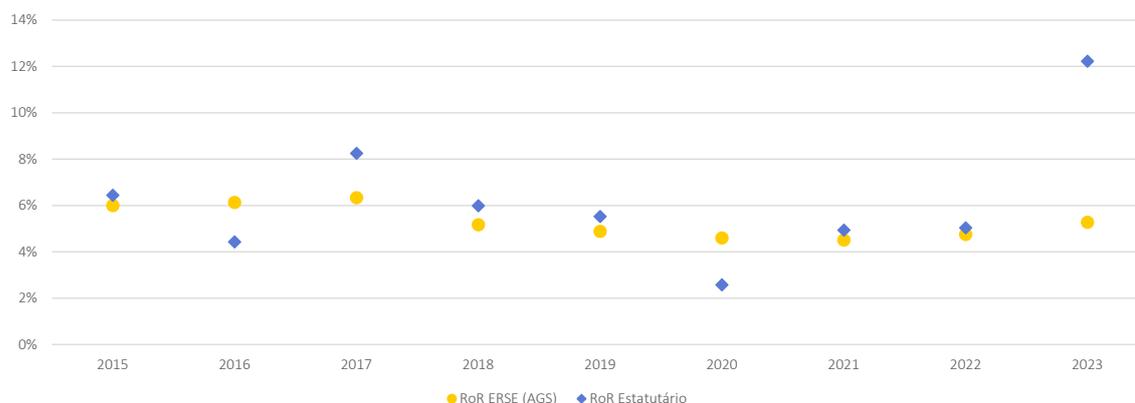
Figura 4-9 - Taxa de remuneração - EDA



Como se observa, o RoR estatutário tem sido sempre superior ao 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, que nos anos de 2017 e 2018 atingiram valores elevados. Entre 2020 e 2022 registou-se uma aproximação entre os dois RoR devido à quebra dos resultados das empresas do grupo e do aumento significativo dos gastos com combustíveis. 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 Aquisição de Energia e Gestão do Sistema, e o RoR estatutário calculado de acordo com as contas estatutárias apresentadas pela empresa, e com a segregação de ganhos e perdas por atividade regulada.

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 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 da EEM. Em 2023, o RoR estatutário da EEM apresenta um valor bastante elevado, como consequência de uma redução significativa dos gastos em cerca de 12 milhões de euros, bastante superior à diminuição dos proveitos (-4 milhões de euros). Tal situação resultou num aumento significativo dos resultados operacionais antes de gastos de financiamento e impostos (EBIT).

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 reais³⁸ – DEE EDA
(preços correntes)

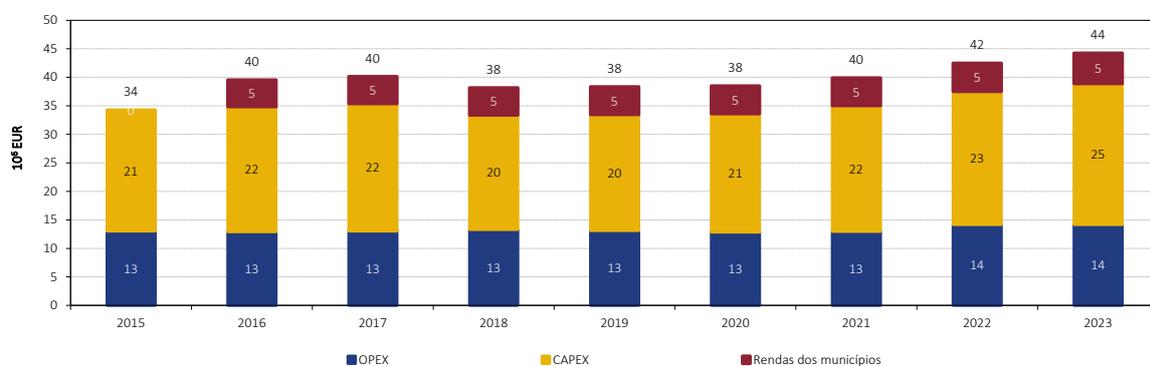
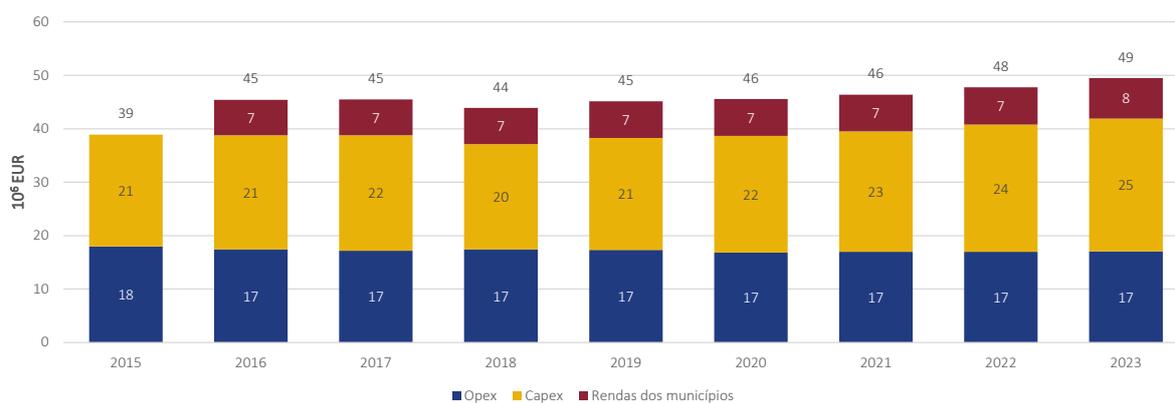


Figura 4-12 – Proveitos permitidos reais³⁹ – DEE EEM
(preços correntes)



Na EDA e na EEM, observa-se uma estabilização dos proveitos ao nível do OPEX e ao nível do CAPEX. O aumento do valor de proveitos totais registado a partir de 2016 justifica-se pela rubrica de rendas dos municípios⁴⁰ que passaram a ser recuperadas pelas tarifas.

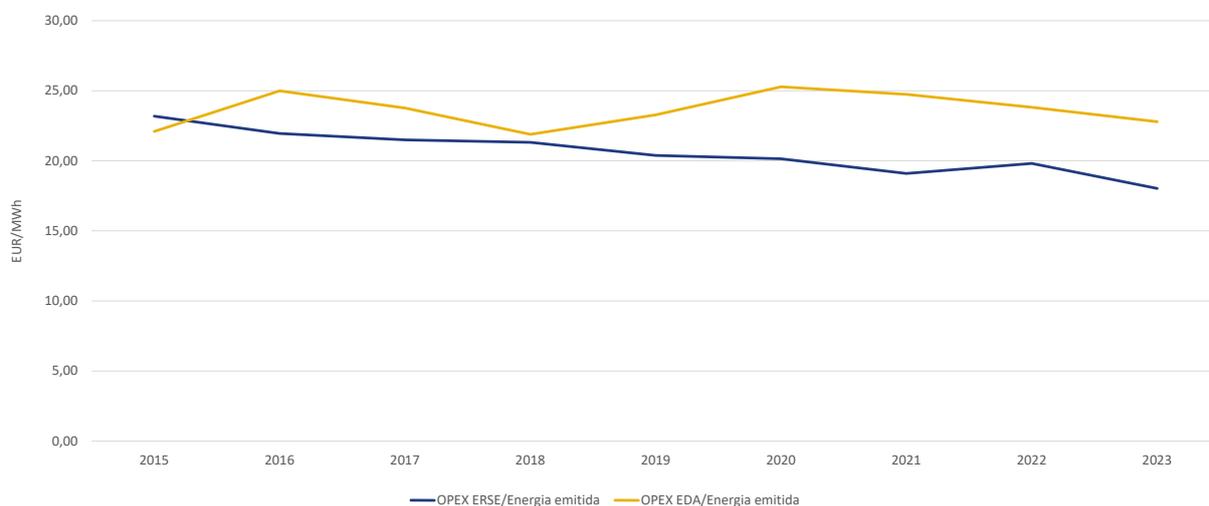
³⁸ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

³⁹ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

⁴⁰ 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.

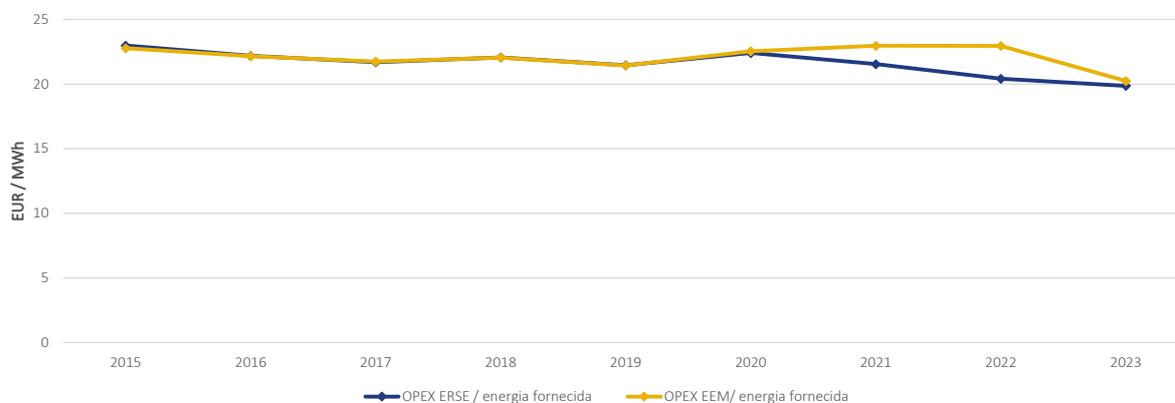
4.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

Figura 4-13 - OPEX por energia EDA
(preços constantes de 2023)



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 2018 verifica-se uma aproximação das duas séries de custos justificada, igualmente, pelo início de um novo período de regulação. Esta evolução de custos demonstra a dificuldade da EDA em reduzir os seus custos reais em linha com as metas de eficiência imposta pela ERSE, em particular desde 2020. Em 2022, início do atual período de regulação, 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.

Figura 4-14 - OPEX por energia EEM
(preços constantes de 2023)



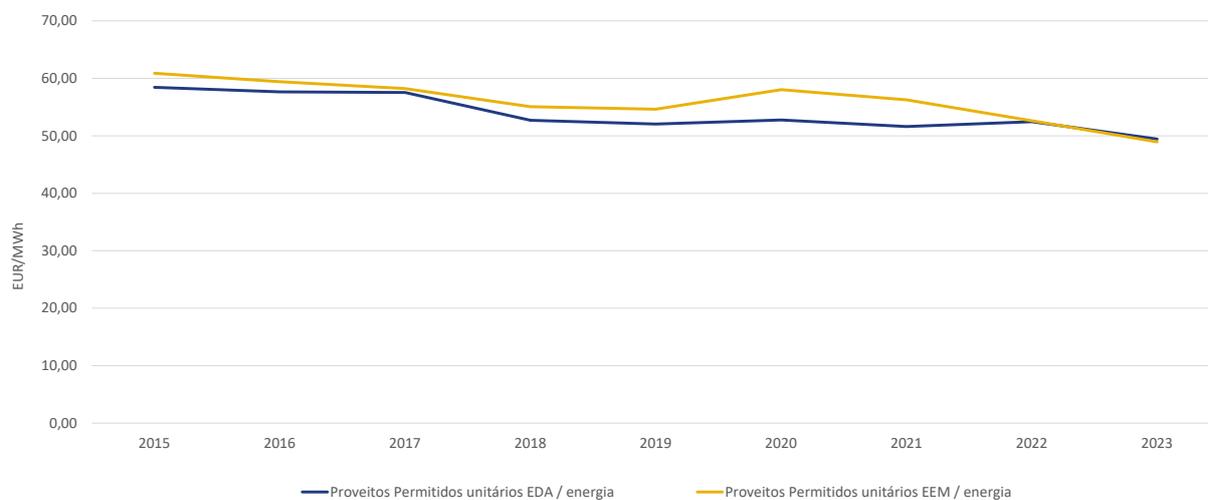
É possível observar que os custos unitários por energia fornecida incorridos pela EEM registaram um comportamento relativamente estável e em linha com os custos unitários aceites pela ERSE. Este facto demonstra uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM nos anos de 2013 e de 2015. A partir de 2020 verificou-se um distanciamento entre os custos unitários incorridos pela EEM e os custos unitários aceites pela ERSE, que passaram a ser inferiores aos primeiros, acentuando-se essa diferença em 2022. Em 2023 os custos incorridos pela EEM voltaram a baixar convergindo para a base de custos definida pela ERSE.

4.2.3 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS TOTAIS E DOS CUSTOS REAIS TOTAIS

A Figura 4-15 apresenta a evolução TOTEX unitário.⁴¹ por energia da EDA e da EEM, da atividade de DEE, em função dos valores unitários por energia distribuída, a preços constantes de 2023, excluindo, os gastos relativos às rendas de concessão.

⁴¹ 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 2023)



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 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

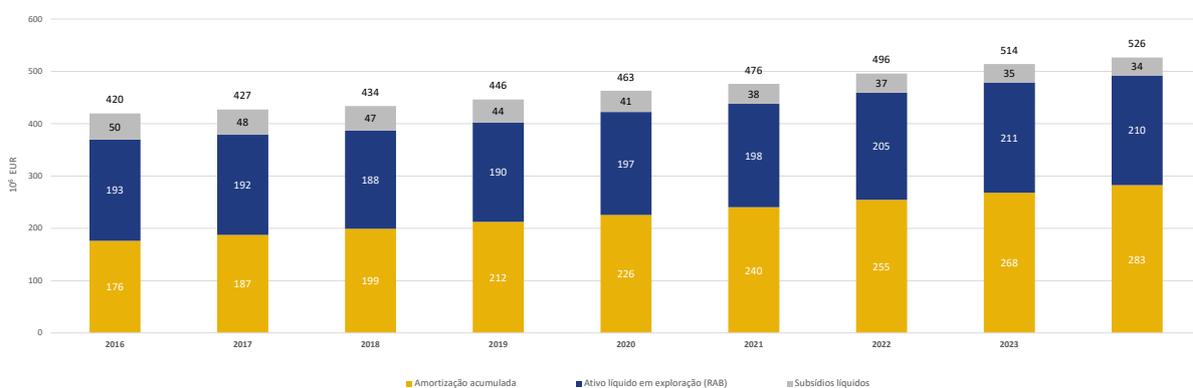
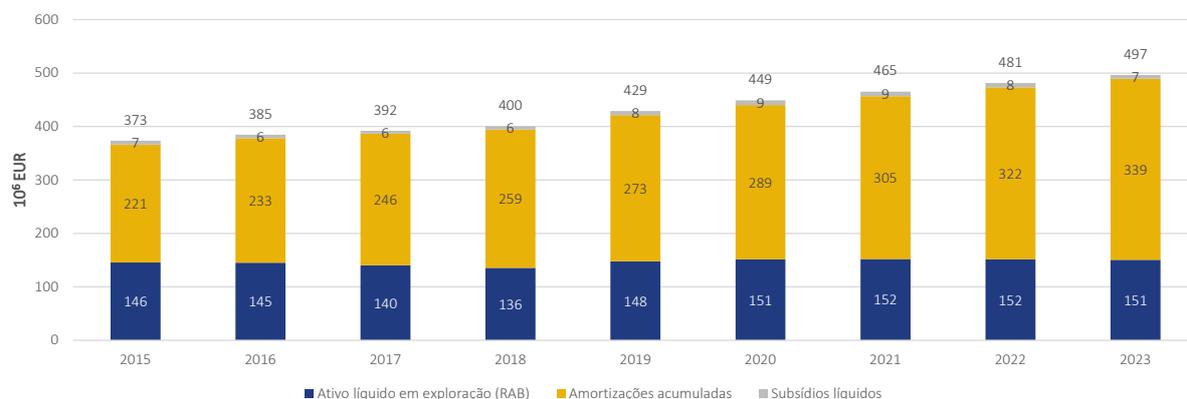
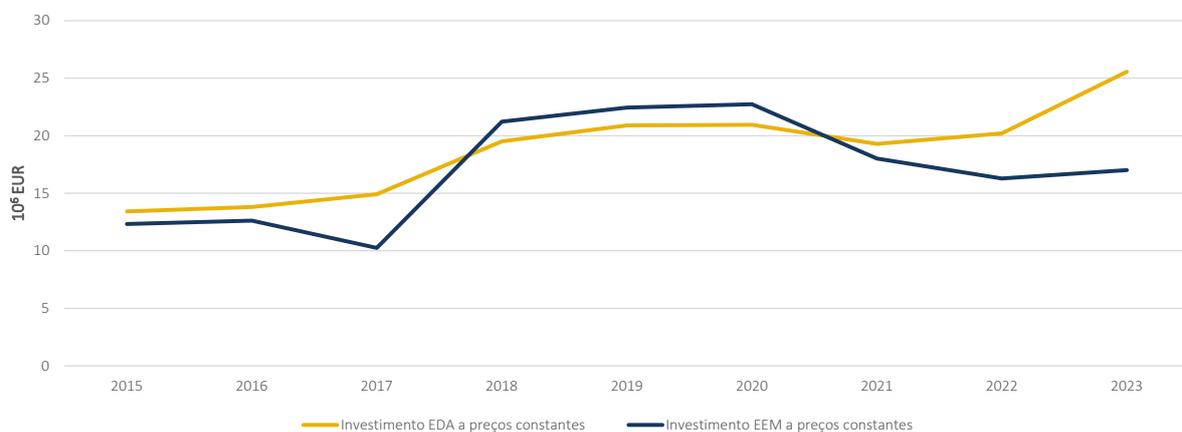


Figura 4-17 – Evolução do ativo EEM



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 verifica-se igualmente um ligeiro aumento todos os anos até 2022. O valor do RAB é maior na EDA do que na EEM.

Figura 4-18 - Evolução do Investimento DEE – EDA e EEM
(preços constantes de 2023)



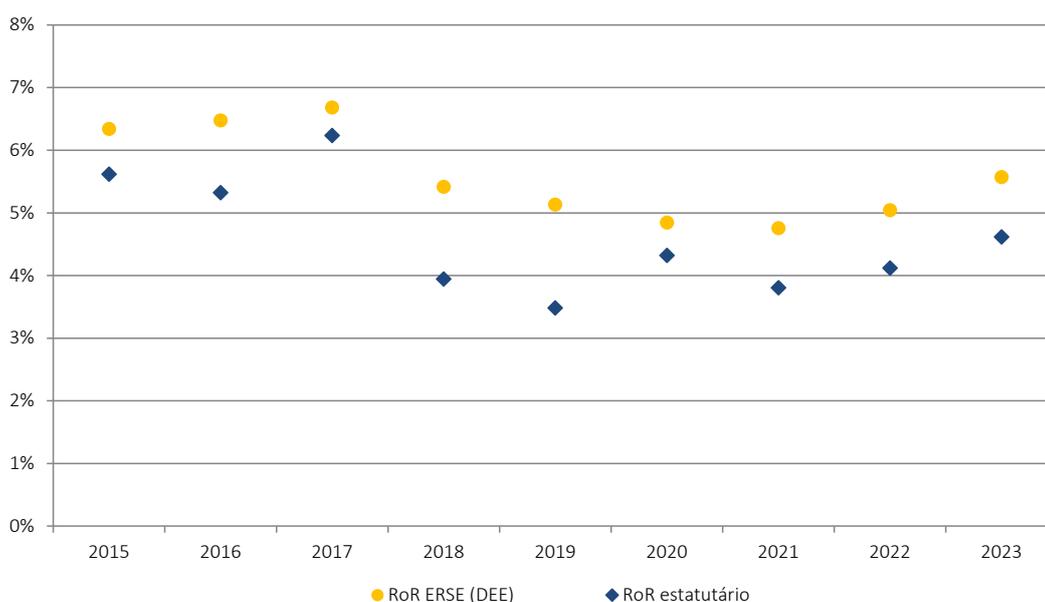
Conforme se pode observar na Figura 4-18, os investimentos na DEE da EDA mantiveram-se estáveis até 2017, registando um aumento a partir desse ano. Em 2022 e mais acentuadamente em 2023 assiste-se a um novo aumento. O comportamento do investimento realizado pela EEM na atividade de DEE é caracterizado por uma evolução bastante instável que atingiu em 2014 o seu valor mínimo e em 2020 o

valor mais alto do período analisado. Em 2021 e 2022 registou-se uma tendência decrescente com o valor do investimento a fixar-se em 2023 ao mesmo nível do ano anterior o que contribuiu para a estabilização do ativo líquido conforme evidenciado na Figura 4-17.

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 ERSE, observa-se que, ao contrário da atividade de AGS, o primeiro tem sido sempre inferior. Esta situação, para além de ser justificada pelo valor do RAB, pois ao nível estatutário não existe a dedução dos contadores, poderá dever-se a naturezas de gastos não reconhecidas para efeitos regulatórios, como sejam, imparidades e provisões. A Figura 4-19 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

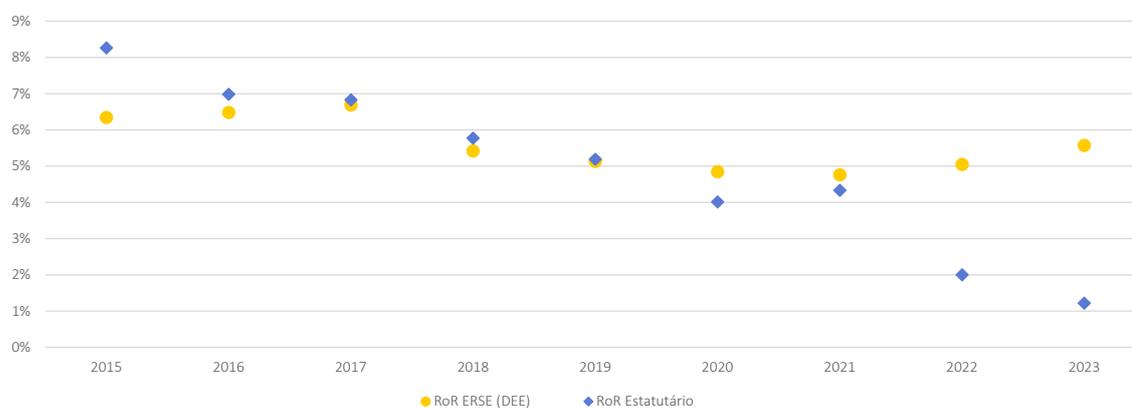
Figura 4-19 - Taxa de remuneração - atividade de Distribuição Energia - EDA



Ao nível da 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.

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

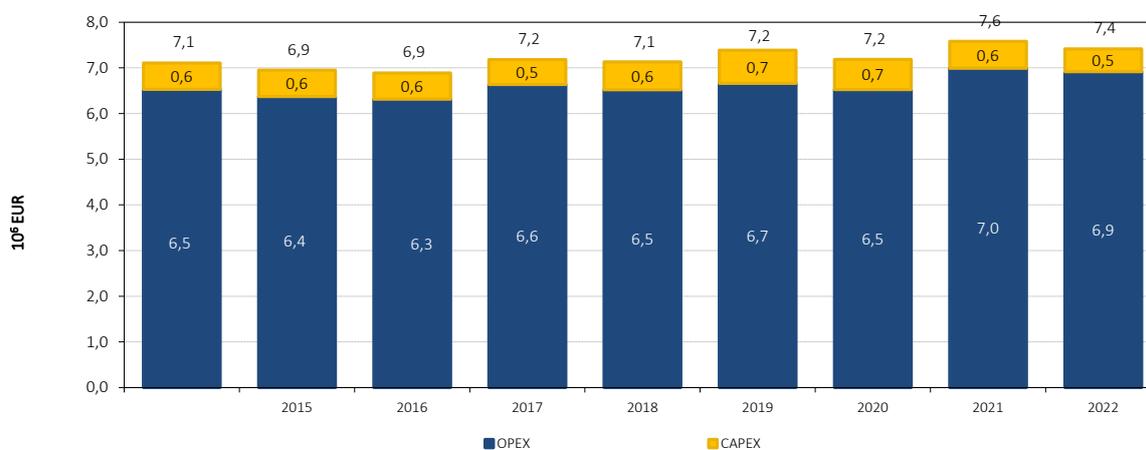
Figura 4-20 - Taxa de remuneração – Atividade de Distribuição Energia - EEM



4.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

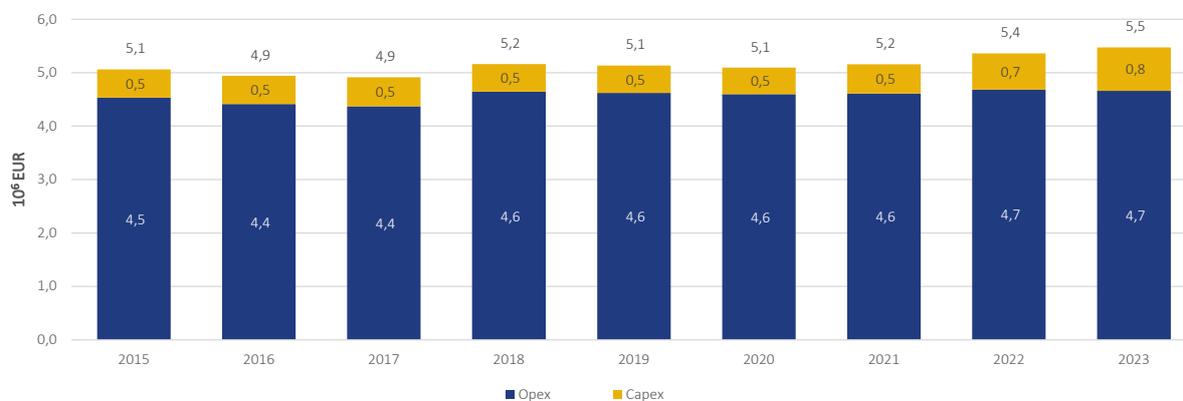
4.3.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E DO CAPEX

Figura 4-21 – Proveitos permitidos reais⁴²– CEE EDA
(preços correntes)



⁴² Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

Figura 4-22 – Proveitos permitidos reais⁴³ – CEE EEM
(preços correntes)



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

Até 2008 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX e CAPEX da atividade de CEE, sendo que, entre 2009 e 2011, se aplicou um mecanismo do tipo *price cap*, sobre a componente de TOTEX, nestas duas componentes. Desde 2012, aplica-se ao OPEX um mecanismo de *price cap*, e ao CAPEX uma regulação do tipo *rate of return*.

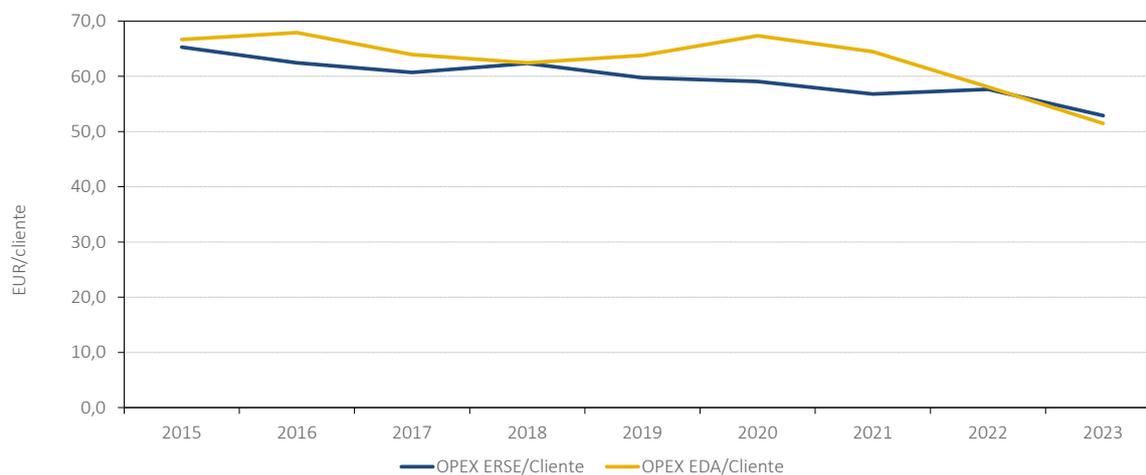
No que se refere à EDA, verifica-se que os proveitos permitidos da atividade de CEE não registam grandes variações, apresentando valores anuais próximos dos 7 milhões de euros.

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

⁴³ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX).

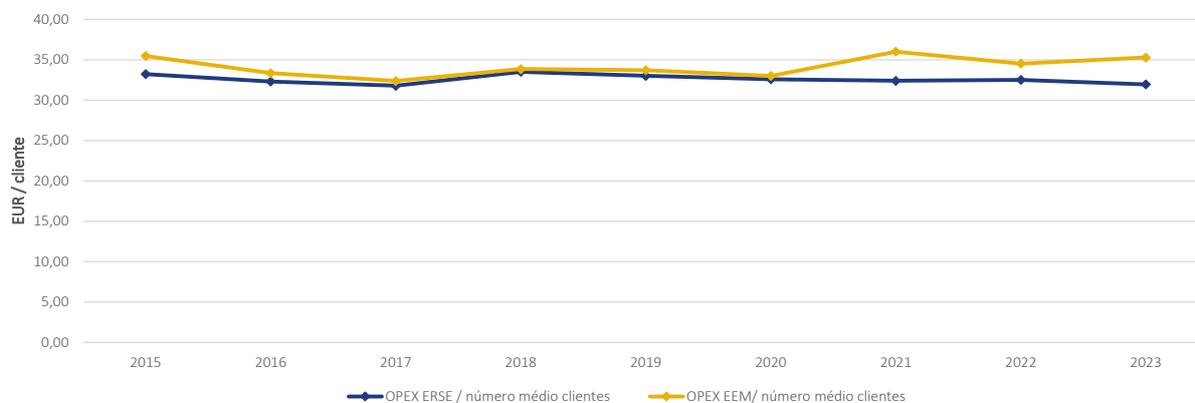
4.3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

Figura 4-23 - OPEX por cliente EDA
(preços constantes de 2023)



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. Observa-se, contudo, uma diminuição dos custos unitários, sendo de registar em 2023 uma alteração de tendência, com os custos unitários da ERSE a serem superiores aos da EDA.

Figura 4-24 - OPEX por cliente EEM
(preços constantes de 2023)



No caso da EEM, pela Figura 4-24 é possível concluir que os proveitos permitidos por clientes até 2020 estiveram em linha com os custos unitários incorridos pela empresa, verificando-se uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM. A partir de 2021 os custos unitários da EEM passaram a ser ligeiramente superiores aos custos unitários definidos pela ERSE.

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 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).

ANEXO II - SIGLAS

AGS – Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

CAPEX – *Capital Expenditures* (despesas 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* (despesas 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)