

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DAS
EMPRESAS REGULADAS DO SETOR DO GÁS**

Junho 2023

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	BREVE ENQUADRAMENTO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS	7
3	ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO	13
3.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	13
3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e análise de desvios	13
3.1.2	Evolução do OPEX por <i>Driver</i> de Custo	16
3.1.3	Investimento.....	18
3.1.4	Ativo Bruto e Ativo Líquido.....	19
3.2	Atividade de Transporte de gás e atividade de Gestão Técnica Global do SNG	19
3.2.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	19
3.2.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo	23
3.2.3	Investimento.....	25
3.2.4	Ativo bruto e ativo líquido	27
3.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo	28
3.3.1	REN Armazenagem	28
3.3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	28
3.3.1.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo.....	30
3.3.1.3	Investimento	31
3.3.1.4	Ativo bruto e ativo líquido.....	33
3.4	Atividade Regulada de Distribuição	35
3.5	Análise Global	35
3.5.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	35
3.5.2	Evolução do OPEX por <i>Driver</i> de Custo	37
3.5.3	Investimento e ativo bruto/ativo líquido	39
3.6	Análise por empresa.....	41
3.6.1	Lisboagás	42
3.6.2	Lusitaniagás	45
3.6.3	REN Portgás	49
3.6.4	Setgás	52
3.6.5	Sonorgás	56
4	ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO	61
4.1	Análise Global	61
4.1.1	Evolução do OPEX e Apuramento de desvios	61
4.1.2	Evolução do OPEX por <i>driver</i> de custo.....	64
4.2	Análise por empresa.....	65
4.2.1	Lisboagás	66

4.2.2	Lusitaniagás	68
4.2.3	EDP Gás SU	70
4.2.4	Sonorgás	73
4.2.5	Tagusgás	77
5	ANÁLISE DA RENTABILIDADE	81
5.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	81
5.2	Atividade de Transporte de gás	83
5.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo	85
5.4	Atividade de Distribuição	87
5.5	Total dos 11 ORD	87
5.6	Lisboagás	88
5.7	Lusitaniagás	89
5.8	REN Portgás	90
5.9	Setgás	91
5.10	Sonorgás	91
6	GLOSSÁRIO	93
	ANEXOS	95
I	ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO	95
I.1	Beiragás	95
I.2	Dianagás	97
I.3	Duriensegás	99
I.4	Medigás	101
I.5	Paxgás	103
I.6	Tagusgás	105
II	ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO	107
II.1	Beiragás	107
II.2	Dianagás	109
II.3	Duriensegás	111
II.4	Medigás	113
II.5	Setgás	115
II.6	Paxgás	117

1 INTRODUÇÃO

Com o presente documento pretende-se avaliar o desempenho das várias atividades reguladas do setor do gás no segundo ano do período de regulação iniciado em 2020. Esta análise reveste-se de grande importância por ser efetuada na fase de preparação do novo período de regulação 2024-2027, para a qual a informação real dos anos de 2020 e de 2021 constitui a base de cálculo das novas bases de custos a aplicar a partir de 2024.

As metodologias de regulação aplicadas até à data aos proveitos permitidos das atividades reguladas procuram garantir o cumprimento dos objetivos traçados para o período de regulação, em grande parte assentes na promoção da eficiência económica, isto é, na garantia de que as empresas desenvolvem as obrigações que lhes foram legalmente definidas ao menor custo para os consumidores. É igualmente objetivo do regulador garantir que as rentabilidades alcançadas pelas empresas no desempenho das suas atividades reflitam os seus custos de capital, de modo a não transferir recursos de forma ineficiente dos setores económicos não sujeitos a regulação para os setores regulados, bem como a subsídio cruzada entre diferentes atividades reguladas. Em contrapartida, o equilíbrio económico financeiro das empresas sujeitas a regulação deve ser assegurado de modo a permitir que tenham meios financeiros suficientes que lhes permitam desenvolver as suas atividades no respeito pelo quadro legal em vigor.

Esta análise apresenta de forma sucinta a evolução de vários indicadores económicos e financeiros que permitem avaliar (i) o eficiente desempenho das suas atividades, como por exemplo, a evolução dos gastos operacionais, (ii) a eficiente afetação dos recursos, como seja, a evolução da taxa de rentabilidade das empresas reguladas ou ainda (iii) a adequação do quadro regulatório à evolução da atividade, através da análise dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

O cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos é um processo essencial do cálculo tarifário¹. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas reflitam os sinais pretendidos. De uma forma sucinta, os ajustamentos correspondem à diferença entre os proveitos permitidos definidos para uma atividade e os montantes recuperados pela empresa por aplicação da respetiva tarifa. Valores elevados de ajustamentos podem significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa ou ii) nas variáveis de faturação que compõem a respetiva tarifa.

¹ A definição dos proveitos para os anos de definição de tarifas assenta no cálculo dos proveitos permitidos para esses anos, com base em previsões para a evolução da atividade e no cálculo dos ajustamentos definitivos relativo ao último ano com contas fechadas e auditadas (s-2)

As questões associadas às particularidades das metodologias regulatórias são desenvolvidas com mais detalhe no capítulo 2.

A análise de desempenho incide sobre cada uma das empresas reguladas do setor do gás no que respeita às suas atividades *core*, isto é, às atividades que podem controlar a evolução dos seus custos².

Para as análises efetuadas neste documento foram utilizados os deflatores do PIB disponíveis em março de 2023, à data da elaboração da “Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024-2027”³.

O período sujeito a análise, é o compreendido entre 2010⁴ e 2021.

De seguida são apresentadas as principais conclusões resultantes das análises efetuadas.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS E DOS INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Em todas as atividades reguladas de alta pressão (AP), verificou-se nos últimos anos uma alteração significativa no diferencial entre os proveitos previstos em tarifas e aquelas que ocorreram em termos reais. Ao nível das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte de gás e de Armazenamento Subterrâneo, ocorreu uma inversão no sentido dos ajustamentos, sendo que na atividade de Transporte de gás os valores a devolver pela empresa atingem montantes significativamente elevados.

Da mesma análise conclui-se que a trajetória dos gastos reais das empresas tem seguido as exigências da ERSE em termos de eficiência, no entanto, assiste-se a algum afastamento entre as bases de custo apresentadas pelas empresas e os proveitos permitidos associados ao OPEX⁵. Este afastamento só não ocorreu na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, onde a partir de 2018 verifica-se alguma alternância entre a posição dos custos reais relativamente aos proveitos permitidos. Esta variação deve-se, sobretudo, ao crescimento dos gastos com a eletricidade, principal natureza dos gastos de OPEX da atividade, e que está bastante dependente não só da quantidade de energia regaseificada,

² As atividades faturadas pelas empresas, que resultam de mera aplicação de tarifas, de acesso ou de energia, e cuja evolução não dependa de nenhuma ação das empresas, do tipo *pass through*, não são alvo de análise.

³ IPIB considerado – 2020: 2,53%, 2021: 0,73% e 2022: 4,49%

⁴ O ano de 2010 foi o primeiro ano em que se calcularam-se proveitos para o ano civil.

⁵ Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*

como também da variação do próprio preço da energia ativa consumida pela REN Atlântico para o processo de regaseificação.

Em relação aos investimentos/ativos entrados em exploração, verifica-se um nível de investimento bastante baixo em todas as atividades, denotando-se que as mesmas se encontram dimensionadas para o nível de consumos atualmente existentes. Esta tendência reflete as mensagens transmitidas pela ERSE nos seus pareceres às propostas de PDIR G, através dos quais tem-se pretendido alertar para a ponderação nos investimentos previstos, que deverão estar em linha com as expectativas para a evolução da procura e para a utilização das infraestruturas existentes, de modo a assegurar a moderação do impacte tarifário de futuros investimentos.

Para os próximos anos prevêem-se alguns investimentos mais expressivos, sobretudo ao nível do Terminal de GNL e do Armazenamento subterrâneo de gás, decorrentes de imposições legais.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS E DOS INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS

A atividade de Distribuição apresentou em 2016 e em 2020 uma redução dos proveitos permitidos, situação que coincidiu com o início de um novo período de regulação e com a definição de novos parâmetros.

Quando analisados os desvios da atividade de Distribuição, verifica-se que na maioria dos anos em análise os valores faturados por aplicação das tarifas têm sido sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos, o que resulta em valores a receber pela empresa. A estimativa para 2022 aponta para um valor significativo a receber pelas empresas justificado não só pela quebra de faturação, mas também pela estimativa do aumento da taxa de remuneração, refletindo a evolução das *yields* das obrigações de tesouro⁶.

Ao nível dos custos unitários reais e aceites, e embora o comportamento seja diferente por empresa, em termos globais, verifica-se uma aproximação cada vez maior entre o OPEX real apresentado pelas empresas e o OPEX considerado para tarifas. Este facto evidencia que a maioria das empresas consegue com alguma facilidade atingir as metas de eficiência exigidas pelo Regulador. Verifica-se, igualmente, uma redução dos custos unitários, quer por energia distribuída, quer por pontos de abastecimento.

⁶ A taxa de remuneração dos ativos regulados está parcialmente indexada á evolução das *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos.

No que diz respeito aos investimentos, e tal como já referido em documentos anteriores, assistiu-se a uma relevante redução, em termos globais, no período de 2010 a 2015. A partir de 2016 observa-se uma tendência de crescimento justificada pela expansão geográfica da rede em alguns dos operadores.

Adicionalmente, as previsões de investimento enviadas para efeitos de tarifas são sempre superiores aos valores ocorridos, pelo que os desvios entre os proveitos permitidos por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos, que são incluídos no cálculo dos ajustamentos, mantêm-se elevados. Esta situação aliada ao facto de as empresas apresentarem os seus planos de investimentos (PDIRD-G) sujeitos a parecer da ERSE e a aprovação pelo concedente, resulta na necessidade de uma avaliação e monitorização efetiva dos investimentos. Foi neste contexto, que já para efeitos de tarifas 2023-2024 foi solicitado aos operadores o reporte dos investimentos tendo em conta os PDIRD-G em que se inserem.

Na atividade de Comercialização assistiu-se, até meados de 2022, a um decréscimo dos proveitos permitidos associado à crescente saída dos clientes para o mercado liberalizado. A publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que determinou a possibilidade do regresso dos clientes ao mercado regulado por forma a mitigar os efeitos económicos do conflito militar na Ucrânia, inverteu este processo. Esta alteração legislativa reforçou a necessidade de as empresas adaptarem as suas estruturas de gastos, cada vez mais flexíveis, por forma a responder ao contexto de incerteza de evolução da atividade. Recordase que a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³, está fixada para 31 de dezembro de 2025.

RENTABILIDADES DAS ATIVIDADES REGULADAS

A análise efetuada à rentabilidade das atividades reguladas evidencia que o desempenho das empresas varia de acordo com a metodologia regulatória aplicada.

Quando comparadas as taxas de rentabilidade definidas pela ERSE com as taxas de rentabilidade das contas reguladas, verifica-se que todas as atividades de AP apresentam taxas próximas (com exceção da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação no ano de 2021). O mesmo acontece na atividade de Distribuição, na qual o RoR regulatório⁷ é muito próximo do RoR ERSE.

⁷ Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês “rate of return”, para designar a taxa de rentabilidade, que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos. Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos reais da empresa apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos.

Esta aproximação das taxas evidencia a maior facilidade que as empresas têm tido em atingir as metas de eficiência impostas pelo regulador.

ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O documento segue a estrutura que de seguida se apresenta:

No capítulo 2 é feita uma breve caracterização das atividades reguladas e seu enquadramento regulatório.

No capítulo 3, apresenta-se a evolução entre 2010 e 2021 dos proveitos permitidos, gastos, desvios de faturação e ativo das atividades desenvolvidas pela REN no que respeita à receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo e transporte de gás.

No capítulo 4, apresenta-se uma análise entre 2010 e 2021 dos proveitos permitidos, gastos, desvios de faturação e ativo efetuada à globalidade dos operadores da rede de distribuição (ORD) e aos operadores com maior dimensão em cada grupo económico: Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás e Sonorgás.

No capítulo 5, apresenta-se a análise para o período compreendido entre 2010 e 2021 dos proveitos permitidos, gastos, desvios de faturação e ativo efetuada à globalidade dos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) e aos operadores com maior dimensão em cada grupo económico: Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás e Sonorgás.

No capítulo 6 é realizada uma análise à rentabilidade das empresas reguladas para os anos de 2012 a 2021. Esta análise incide sobre todas as atividades de AP e no caso da atividade de Distribuição, as análises recaem sobre os ORD com maior dimensão em cada grupo económico: Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás e Sonorgás.

Em anexo, juntam-se os gráficos efetuados para os restantes ORD e CUR, que não foram alvo de análise nos capítulos anteriores.

2 BREVE ENQUADRAMENTO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS

O Sistema Nacional de Gás (SNG) assenta na exploração da rede pública de gás constituída pela rede de transporte, pelo armazenamento e pelo terminal de GNL e pela rede de distribuição. A exploração destas infraestruturas processa-se através de concessões de serviço público e no caso das redes de distribuição locais, através de licenças de serviço público. A atividade de Comercialização é igualmente exercida através da atribuição de uma licença.

Atualmente e por força da legislação em vigor, as diferentes atividades encontram-se jurídicas e patrimonialmente separadas das restantes, com exceção dos ORD com número de clientes inferior a 100 mil, cuja separação da atividade de Comercialização de último recurso não é obrigatória.

O setor do gás é um setor ainda em desenvolvimento, onde a regulação económica foi implementada no ano-gás 2007-2008 para as infraestruturas de AP e no ano-gás 2008-2009 para as atividades de Distribuição e de Comercialização de gás.

Os últimos anos têm sido marcados pelo crescimento do mercado liberalizado no setor do gás verificando-se, atualmente, que a grande maioria dos clientes domésticos se encontram fora do mercado regulado. Contudo, os recentes aumentos dos custos do gás poderão implicar a breve prazo uma inversão desta tendência, com o regresso ao mercado regulado de alguns consumidores que, entretanto, tinham passado para o mercado livre. É igualmente de referir o aumento do consumo de gás, em particular o ocorrido a partir de 2017 foi bastante influenciado pelo consumo para produção de energia elétrica, a qual é bastante volátil.

Refira-se que a regulamentação do setor do gás foi alterada em 2021, para acolher as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, que introduziu, entre outras alterações, uma nova atividade no setor do gás exigindo a revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás (RT) para se assegurar o devido tratamento tarifário das novas funções atribuídas às entidades reguladas, bem como a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás.

A experiência adquirida e a consolidação das atividades das diversas empresas possibilitaram a aplicação de metas de eficiência em algumas atividades. De seguida, resumem-se as metodologias regulatórias aplicadas a cada atividade nos períodos de regulação decorridos:

- **Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL** – nesta atividade, no período de regulação iniciado em 2010-2011, passou-se de uma regulação por custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma regulação por incentivos, do tipo *price cap*, no OPEX e uma metodologia do tipo *rate of return* (custos de investimento aceites, com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios) no CAPEX⁸ com diminuição do período de alisamento do custo de capital para 10 anos. Esta metodologia mantém-se atualmente. O período de alisamento terminou no final do primeiro semestre de 2017, passando a ser aplicada uma regulação do tipo *rate of return* no CAPEX. A partir do período de regulação 2013-2016, implementou-se um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, que reconhece as externalidades positivas para todo o sistema nacional de gás associadas a esta atividade.
- **Armazenamento Subterrâneo de gás** – nesta atividade a regulação seguiu uma metodologia por custos aceites até ao final do período de regulação 2010-2013. No período de regulação 2013-2016, introduziu-se uma metodologia de regulação do tipo *price cap*⁹ no OPEX e do tipo *rate of return* no CAPEX (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Esta metodologia mantém-se atualmente¹⁰. A partir do período de regulação 2016-2019, implementou-se, também, um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários à semelhança do mecanismo já existente na atividade de Receção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- **Transporte de gás** – nesta atividade, no período de regulação iniciado em 2010-2011, passou-se de uma remuneração por custos aceites com alisamento do custo com capital a 40 anos para uma regulação por incentivos no OPEX (foi estabelecida uma metodologia do tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e três parcelas indexadas à evolução das variáveis quantidades transportadas, extensão da rede transporte e número de GRMS) e uma metodologia do tipo *rate of return* no CAPEX (custos de investimento aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Em 2010-2011 ocorreu, igualmente, a extinção do alisamento do custo com capital com reposição gradual da neutralidade financeira a efetuar num período de 3 anos. Atualmente, mantém-se a metodologia de regulação, contudo ao nível do OPEX, ocorreu uma alteração das variáveis utilizadas, passando para uma parcela não indexada à evolução

⁸ Custo com capital, do inglês *Capital expenditure*

⁹ Os indutores de custo que determinavam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são a energia extraída/injetada e a capacidade de armazenamento para a REN Armazenagem e a capacidade de armazenamento para a Transgás Armazenagem.

¹⁰ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

de variáveis físicas e uma parcela indexada à capacidade utilizada na óptica comercial. Os gastos de transporte por rodovia de GNL são aceites fora do mecanismo de *price cap* em função do seu custo eficiente. No período de regulação iniciado em 2016-2017 foi introduzido um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás, que produz efeitos sempre que estes desvios excedam um determinado limite. O objetivo desse mecanismo é atenuar os efeitos da volatilidade da procura de gás nos proveitos da atividade de Transporte, pois a variação dos consumos em AP é bastante dependente do consumo dos centros electroprodutores de ciclo combinado a gás natural, que é substancialmente dependente de fatores não controláveis.

- **Gestão Técnica Global do SNG** – O OPEX desta atividade foi regulado até ao período de regulação terminado no final do primeiro semestre de 2016, através de um mecanismo de custos aceites em base anual. Desde o segundo semestre de 2016 foi aplicado um mecanismo de custos eficientes aos gastos que resultam dos serviços adquiridos no interior do grupo económico e um mecanismo de custos aceites em base anual, aos restantes gastos. No período de regulação 2020-2023 passou a aplicar-se, em detrimento dos serviços adquiridos no interior do grupo económico, um mecanismo de custos eficientes aos gastos não controláveis, nomeadamente aqueles resultantes de imposições legais no âmbito da atividade de gestor do sistema. Ao nível do CAPEX é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *rate of return* (custos de investimento aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Desde 2010 a atividade de Gestão Técnica Global do SNG recupera os gastos dos ajustamentos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso e os ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados. A partir de 2012 passou igualmente a incorporar os gastos com o financiamento da tarifa Social, que entretanto deixaram de ser suportados pelo consumidores, e, desde 2013, incorpora os gastos com o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários do operador do terminal de GNL. Desde 2016 passou, também, a incorporar os gastos com o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários do operador de armazenamento subterrâneo.
- **Distribuição de gás** – nesta atividade, no período de regulação iniciado em 2010-2011, passou-se de uma remuneração por custos aceites¹¹ com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma

¹¹ No primeiro período de regulação foi definido um custo unitário de referência.

regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*¹² e no CAPEX para uma metodologia do tipo *rate of return* (custos de investimento aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Associada à extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital em 2010/2011, foi definida a reposição gradual da neutralidade financeira, resultante da diferença entre o custo com capital alisado e o não alisado, acrescido de juros. Esta reposição foi estabelecida gradualmente em 6 anos, por forma a mitigar os impactes a nível dos consumidores. Nos períodos de regulação seguintes manteve-se uma regulação do tipo *price cap*, sendo os indutores o número de pontos de abastecimento e a quantidade de energia veiculada no OPEX e do tipo *rate of return* no CAPEX.

- **Comercialização de último recurso retalhista** - nesta atividade passou-se de uma remuneração por custos aceites¹ acrescida de uma remuneração do fundo de maneio para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*¹³, mantendo-se a remuneração do fundo de maneio. A partir do período de regulação dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016 passou-se a adotar o número de clientes como único indutor de custos da atividade por constituir a variável com maior aderência comparativamente aos gastos incorridos pelo CURr. Desta forma, a partir deste período deixou-se de considerar a energia como indutor desta atividade. Acrescentou-se que, nos termos dos seus contratos de concessão, as empresas concessionárias têm direito a um proveito adicional de 4€ por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação) que de acordo com o disposto no contrato de concessão cessará em 2023 (quinto período de regulação). Além da avaliação do desempenho realizada na preparação de cada período de regulação, esta atividade é avaliada, anualmente, no âmbito do processo de definição dos custos de referência da atividade de comercialização. Este processo inclui a realização de um exercício de *benchmarking* conjunto entre comercializadores do mercado liberalizado e do mercado regulado.

A definição das metodologias regulatórias e a escolha dos indutores nas atividades de AP, em particular, as aplicadas ao OPEX, tem assentado essencialmente na análise de desempenho das empresas, embora para o novo período de regulação se tenha recorrido à comparação com atividades semelhantes desenvolvidas por empresas de Espanha, pese embora a reduzida dimensão das amostras. No caso da atividade de Distribuição, a definição das metas de eficiência tem por base estudos de *benchmarking* de âmbito nacional

¹² Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

¹³ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

e internacional decorrente da inclusão de operadores espanhóis, com a aplicação de métodos paramétricos e não paramétricos. Na atividade de Comercialização, a definição das metas de eficiência é suportada na análise de dados históricos das empresas e na análise dos dados obtidos através de questionários realizados a cada operador e posterior análise de *benchmarking* que suporta a definição dos custos de referência da atividade.

No período de regulação 2020-2023 os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX correspondem a: (i) 2% na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, (ii) 3% na atividade de Transporte e 2% na atividade Gestão Técnica e Global do SNGN, (iii) 3% na atividade de Armazenamento Subterrâneo (iv) entre 2% e 5% por empresa, no caso da Distribuição e (v) 2% para todos os Comercializadores de último recurso.

No que respeita ao custo de capital, no período de regulação 2020 a 2023 aplica-se a metodologia de indexação do custo de capital, que se mantém desde a sua introdução, no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e assim compensar os riscos dos capitais próprios e alheio. Assim, as taxas de remuneração são atualizadas com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, limitadas superior e inferiormente. Nos anos de 2020 e de 2021, dois últimos anos com valores fechados e auditados, as taxas de remuneração aplicadas foram de 4,56% e 4,52%, respetivamente em 2020 e 2021, ao nível das atividades de alta pressão, e de 4,76% e 4,72%, respetivamente em 2020 e 2021, ao nível da atividade de Distribuição.

3 ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

3.1 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

3.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Não existe uma correspondência exata entre as receitas definidas para as tarifas para um determinado ano e as receitas obtidas nesse ano, sendo esta diferença, que decorre do grau de concretização das previsões que suportaram os proveitos permitidos, ajustadas nos proveitos permitidos até dois anos tarifários subsequentes ao da definição dos proveitos permitidos.

Neste quadro, neste primeiro ponto pretende-se evidenciar se os ajustamentos apurados decorrem de desvios nas previsões da evolução das variáveis que definem os proveitos ou se se devem à evolução não prevista das variáveis de faturação considerada nas tarifas. Para esse efeito, compara-se, por um lado, os proveitos permitidos previstos nas tarifas¹⁴ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores¹⁵, e, por outro, os proveitos faturados com a aplicação das tarifas com os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)¹⁶.

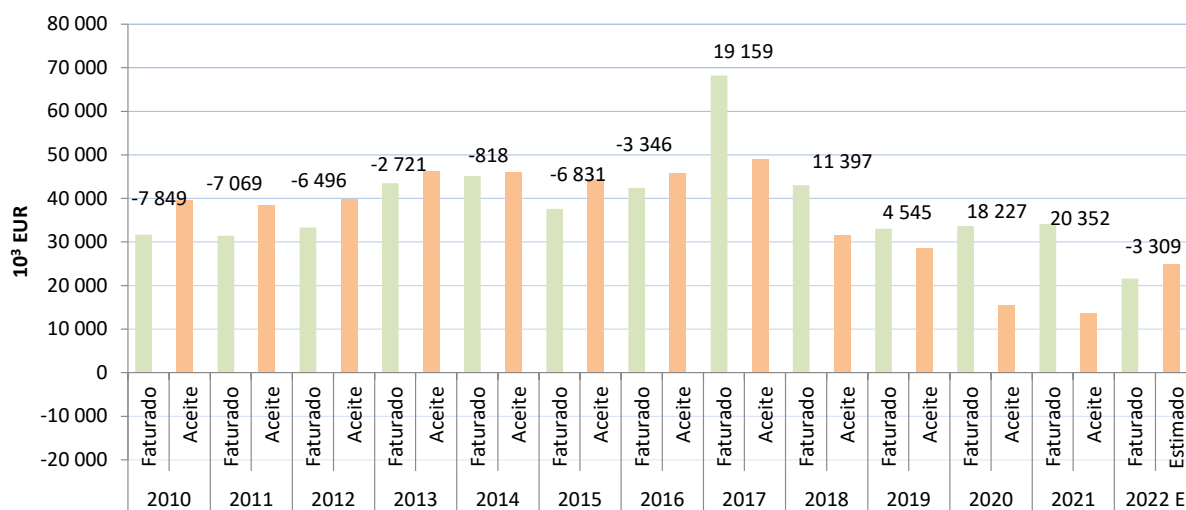
A Figura 3-1 apresenta a evolução da faturação e dos proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, do operador de terminal de GNL, a preços correntes. Verifica-se que até 2016 os valores faturados foram sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa. Entre 2017 e 2021, esta situação inverteu-se, passando a ocorrer ajustamentos a favor dos consumidores. Na base desta situação, está o acréscimo significativo da faturação, relativamente às previsões para os anos de 2017 a 2021, gerando proveitos recuperados pela atividade superiores aos previstos em tarifas. Nos anos de 2020 e 2021 os valores mais elevados de ajustamentos a favor dos consumidores devem-se sobretudo à devolução aos consumidores, por parte da REN Atlântico, dos valores recebidos extra tarifa, referentes a prémios de leilão de atribuição de capacidade.

¹⁴ Nos gráficos indicados como Tarifas.

¹⁵ Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como “Aceite”.

¹⁶ Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, os quais incluem os permitidos definitivos do ano e os ajustamentos dos anos anteriores. Nos gráficos indicados como Aceite Ajustamento.

Figura 3-1 - Análise de desvios na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
(preços correntes)



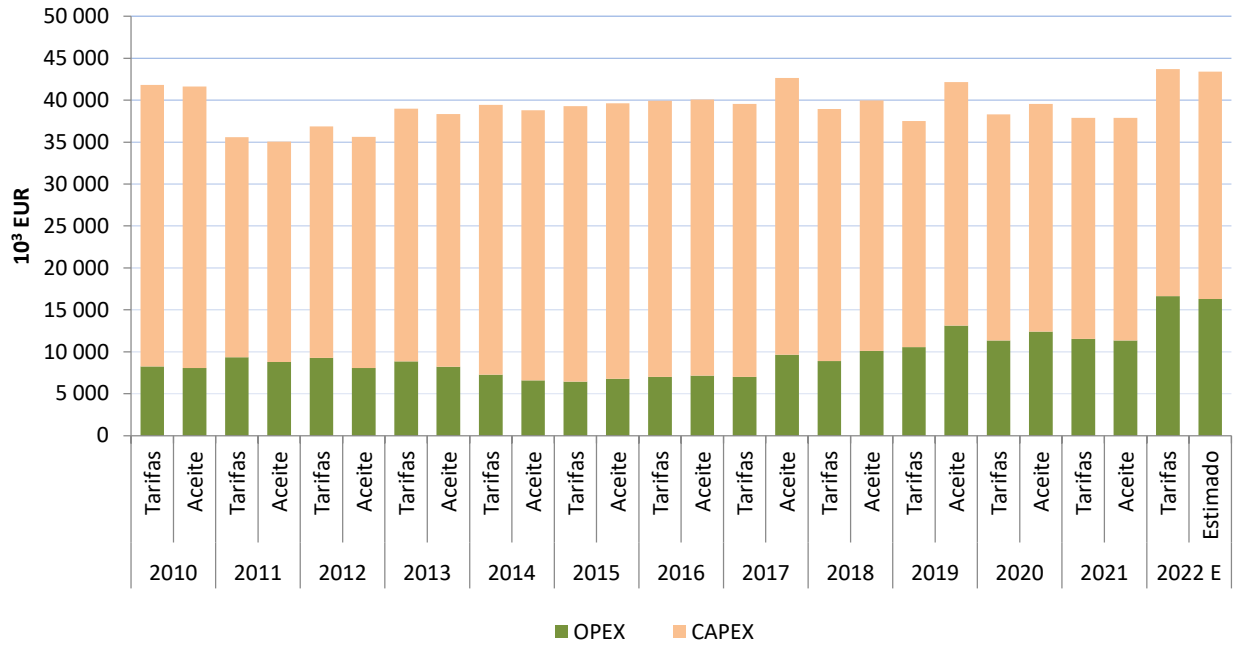
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

A Figura 3-2 apresenta a evolução dos proveitos permitidos definitivos para o ano (Aceite) e os proveitos permitidos previstos (Tarifas), da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, a preços correntes.

Refira-se que em 2013 foi implementado um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, através do qual, parte da recuperação dos ajustamentos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL realizou-se através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, do operador da rede de transporte (ORT), sendo posteriormente transferidos para o operador do terminal de GNL.

Verifica-se que a partir de 2017 ocorreu um acréscimo do valor da componente do OPEX, em primeiro lugar devido ao aumento das quantidades regaseificadas de gás natural, pelo terminal de GNL, uma vez que um dos indutores de custo do OPEX dessa atividade, corresponde ao gás natural regaseificado, e posteriormente, devido ao aumento do custo da eletricidade utilizada nos processos de regaseificação de gás.

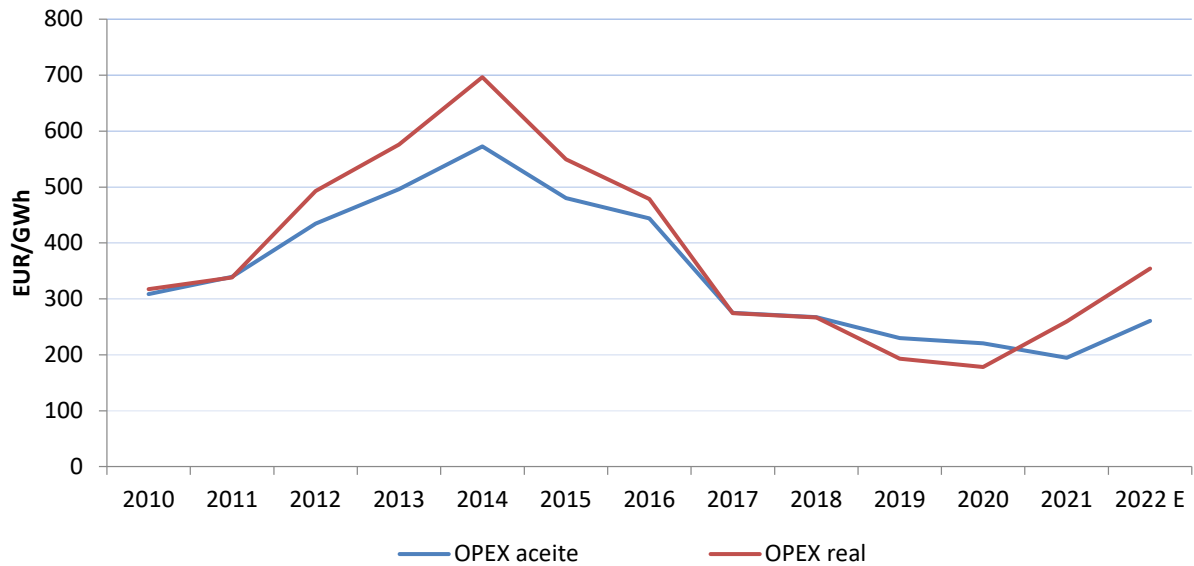
Figura 3-2 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (preços correntes)



A análise conjunta das Figura 3-1 e Figura 3-2 evidencia que os ajustamentos verificados até à data decorrem principalmente de desvios de faturação e não de desvios na evolução das variáveis consideradas no cálculo dos proveitos.

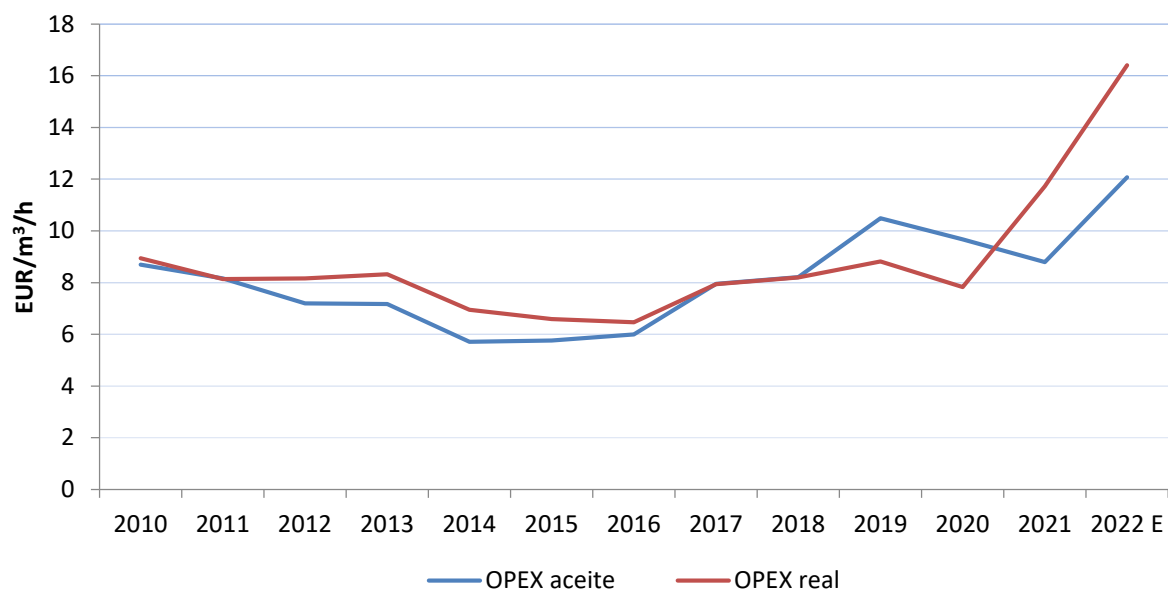
3.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 3-3 - Custos unitários por energia regaseificada
(preços constantes 2022)



Verifica-se que os custos unitários por energia regaseificada aumentaram significativamente até 2014, face à grande quebra registada ao nível das quantidades de energia entregues pelo Terminal de GNL. Em 2015, iniciou-se uma inversão nas quantidades de gás natural regaseificado, com a correspondente diminuição dos custos unitários. A subida a partir de 2021 deve-se, conforme referido anteriormente, ao aumento do custo da eletricidade utilizada nos processos de regaseificação de gás.

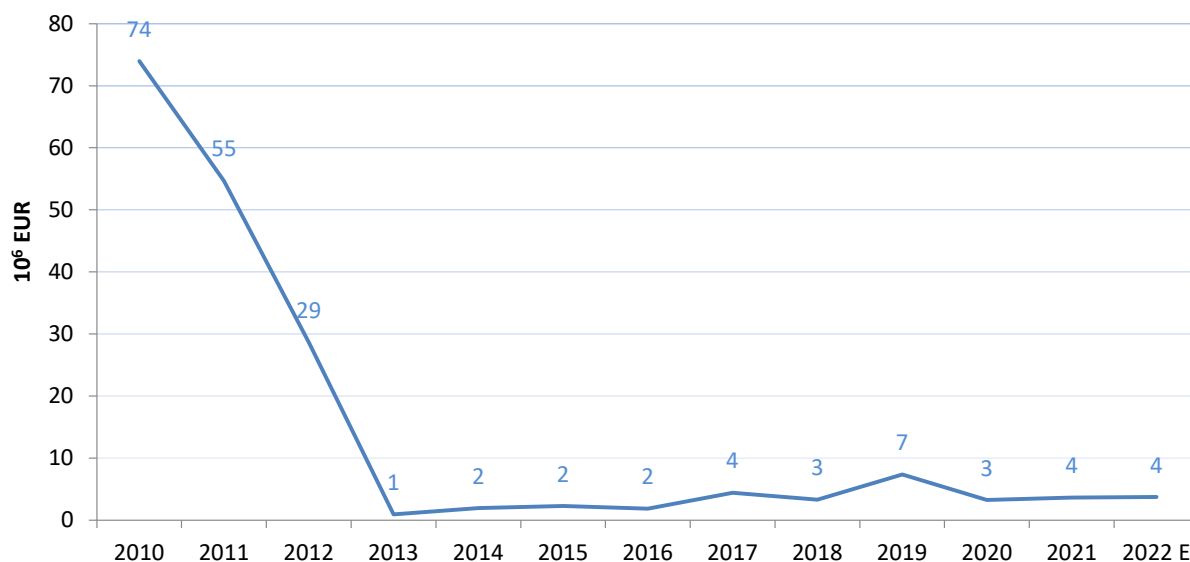
Figura 3-4 - Custos unitários por capacidade de emissão
(preços constantes 2022)



Tendo em conta que a capacidade de emissão é constante desde 2011, a figura anterior permite verificar a evolução do OPEX do Terminal de GNL. Estes custos baixaram até 2016, contudo apresentaram um acréscimo a partir de 2017, mais significativo e a partir de 2021, pelas razões já apontadas.

3.1.3 INVESTIMENTO

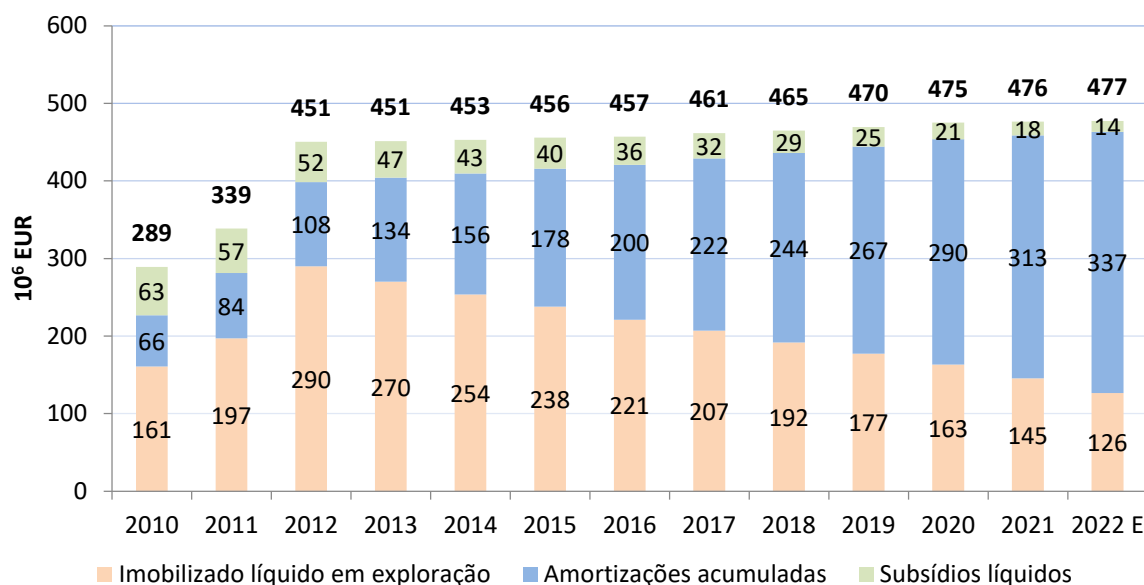
Figura 3-5 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



A Figura 3-5 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Verifica-se que o investimento atingiu o seu valor máximo em 2010 (74 milhões de euros) e reduziu substancialmente nos anos seguintes. Refira-se que este investimento resultou da ampliação do terminal de GNL de Sines que contemplou a construção de mais um tanque de armazenamento e o reforço da capacidade de emissão. Para 2023 estão previstos alguns investimentos mais significativos no terminal de GNL, como seja a aquisição de gás de enchimento e o aumento da capacidade de *transhipment*.

3.1.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-6 - Evolução do ativo real na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



A Figura 3-6 evidencia a tendência o crescimento dos ativos do operador do terminal de GNL, com um acréscimo entre 2010 e 2012 do imobilizado líquido em exploração na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de cerca de 81%, face à entrada em exploração do terceiro tanque de armazenamento de GNL. Entre 2012 e 2018 o imobilizado bruto estabilizou, enquanto o líquido diminui, estimando-se que atinja em 2022 os 126 milhões de euros.

3.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS E ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

3.2.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

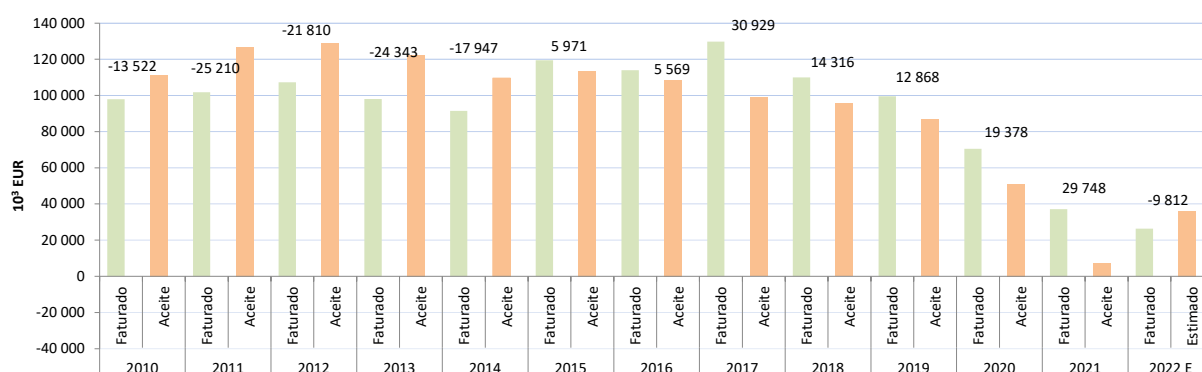
Tal como o primeiro ponto do capítulo anterior, este ponto compara os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas¹⁷ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação

¹⁷ Nos gráficos indicados como Tarifas

das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores).

A Figura 3-7 apresenta os desvios apurados na atividade de Transporte de gás, do ORT, a preços correntes. Verifica-se que os valores faturados foram até 2014 inferiores aos proveitos permitidos definitivos (Aceite) em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa. Em 2015, inverteu-se esta situação, passando os ajustamentos a serem valores a devolver pela empresa, que atingiram valores substancialmente elevados entre 2017 e 2021. Tal deve-se essencialmente ao aumento ocorrido ao nível do valor faturado por aplicação da tarifa de Uso de Rede de Transporte (URT) do ORT. Nos anos de 2020 e 2021 ocorreram devoluções aos consumidores de valores referentes a prémios de leilão de utilização de capacidade, recebidos pela REN Gasodutos.

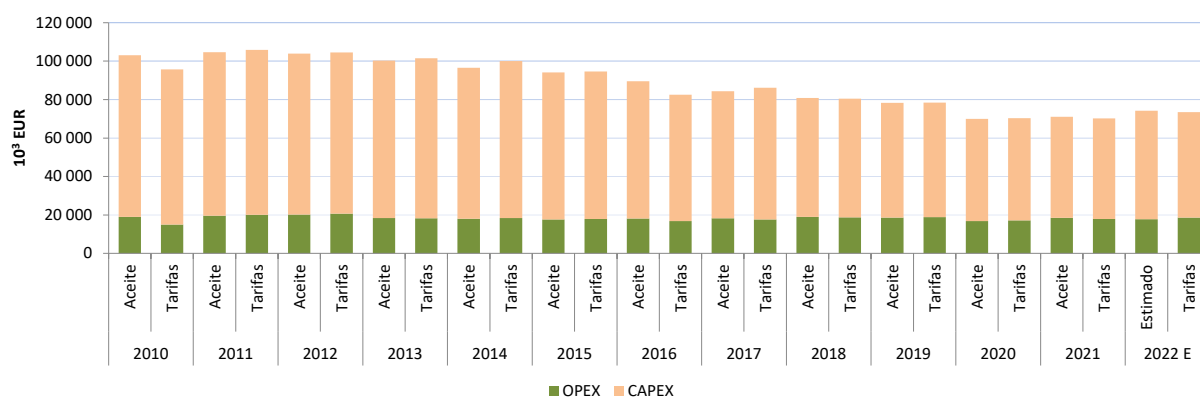
**Figura 3-7 - Análise de desvios na atividade de Transporte
(preços correntes)**



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

A Figura 3-8 compara os proveitos permitidos definitivos do ano (Aceite) com os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas (Tarifas), associados ao OPEX e ao CAPEX da atividade de Transporte, a preços correntes. Verifica-se que não ocorrem diferenças significativas entre os valores definitivos e os valores previstos anteriormente considerados em tarifas.

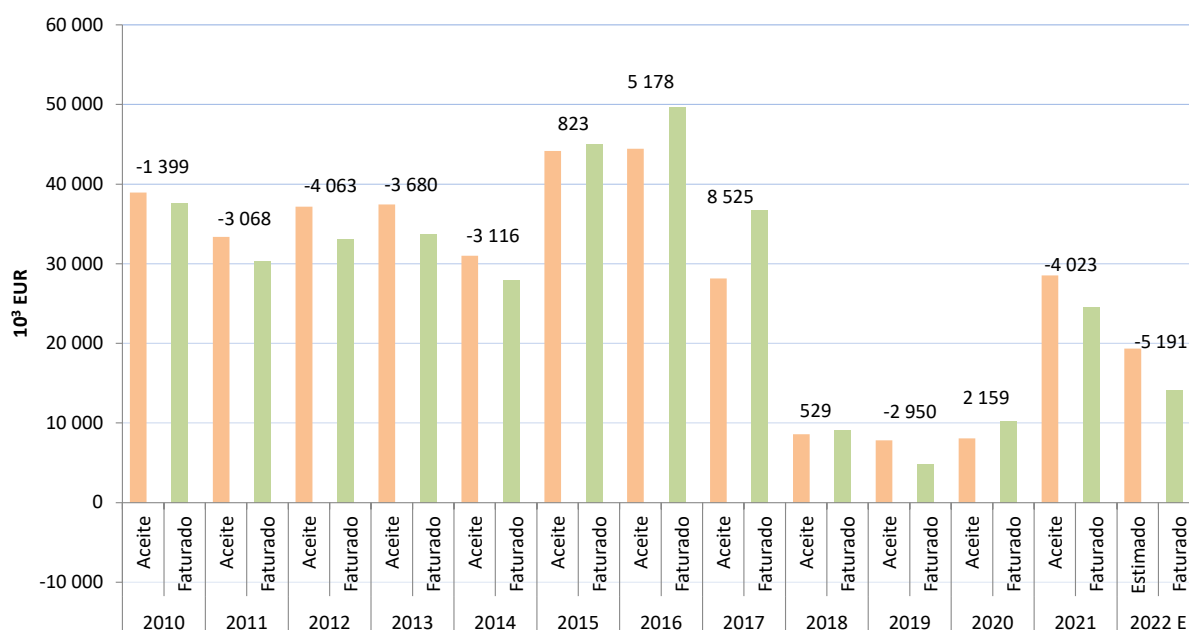
Figura 3-8 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de transporte
(preços correntes)



A análise conjunta das Figura 3-7 e Figura 3-8 evidencia que os desvios ocorridos anualmente na atividade de Transporte não se devem a desvios de gastos.

A Figura 3-9 apresenta a evolução dos desvios apurados da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, do ORT, a preços correntes.

Figura 3-9 - Análise de desvios na atividade de Gestão Técnica Global do SNG
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

A atividade de Gestão Técnica Global do SNG através das várias parcelas da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) recupera não só os proveitos da própria atividade, como também algumas parcelas dos proveitos de outras atividades que, de acordo com o enquadramento definido na regulamentação do setor do gás, são recuperados pelas tarifas de UGS praticada pelo ORT e, posteriormente, transferidas para os operadores das atividades às quais pertencem. Assim, no âmbito da tarifa de UGS são recuperados os seguintes proveitos de outros operadores:

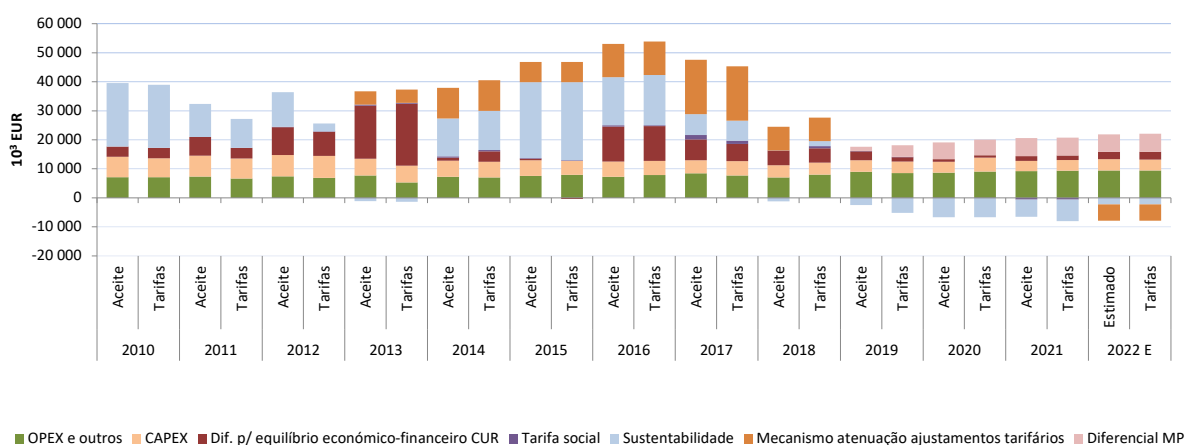
- Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas.
- Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados.
- Custos associados ao Gestor Logístico das UAG's, do comercializador de último recurso grossista.
- Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL.
- Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo.

- Medidas de Sustentabilidade do SNGN.

A inversão da tendência do sentido dos ajustamentos, ocorrida desde 2015, com exceção dos anos de 2019 e de 2021, deve-se essencialmente ao aumento do volume da faturação superior ao aumento do volume dos custos da atividade.

A Figura 3-10 apresenta a evolução do OPEX, do CAPEX e dos restantes agregados de proveitos permitidos previstos em tarifas (Tarifas) e dos respetivos valores reais aceites em ajustamentos (Aceite), da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, a preços correntes. Verifica-se que ao nível do OPEX e do CAPEX não ocorrem grandes diferenças entre os proveitos permitidos previstos (Tarifas) e os proveitos permitidos definitivos (Aceite) nos ajustamentos de cada um dos anos.

Figura 3-10 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de Gestão Técnica Global do SNG (preços correntes)



3.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVERS DE CUSTO

As Figura 3-11 e Figura 3-12 apresentam a evolução do OPEX por energia transportada e por km de rede ¹⁸ da atividade de Transporte.

¹⁸ Dois dos indutores de custos considerados na metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX.

Figura 3-11 - Custos unitários por energia transportada
(preços constantes 2022)

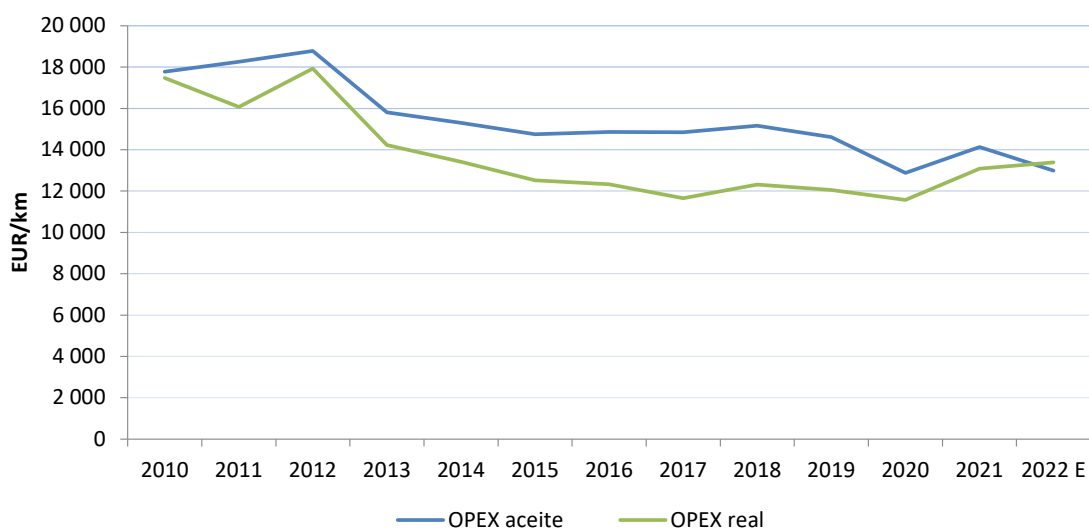
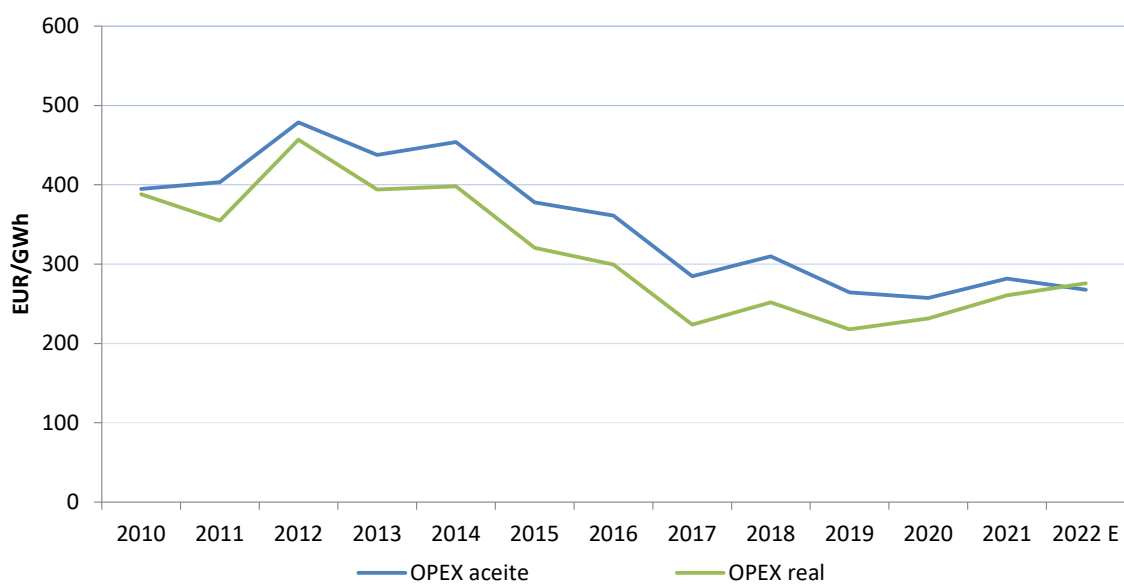


Figura 3-12 - Custos unitários por km de rede
(preços constantes 2022)



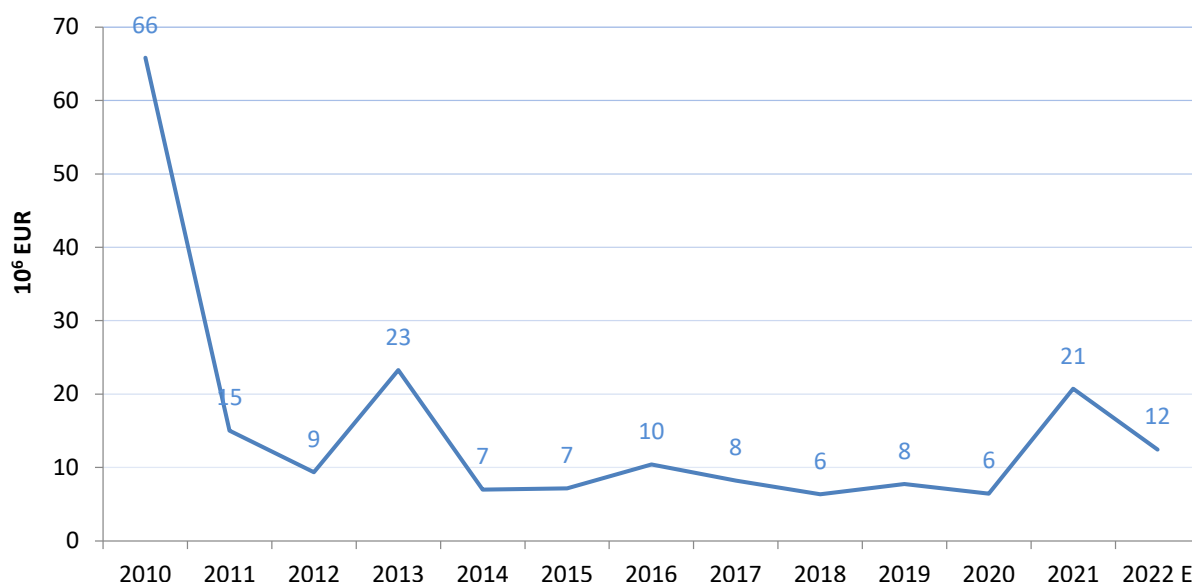
Verifica-se que desde 2011, os custos unitários reais quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, são inferiores ao proveito permitido unitário (OPEX aceite), apresentando entre 2013 e 2019 um

maior distanciamento. Em 2020 e 2021, com a recalibração dos parâmetros para o período de regulação 2020-2024, verifica-se uma diminuição do *gap* entre gastos reais e os proveitos permitido. Nota-se, também, uma tendência de diminuição, quer dos gastos reais, quer dos proveitos permitidos, com uma inversão em 2020. Esta inversão deve-se a uma ligeira diminuição das quantidades de gás transportado face a 2019.

O distanciamento entre os custos reais e os proveitos permitidos foi tido em conta na revisão das bases de custos a recuperar pelas tarifas no período de regulação a iniciar em 1 de janeiro de 2024.

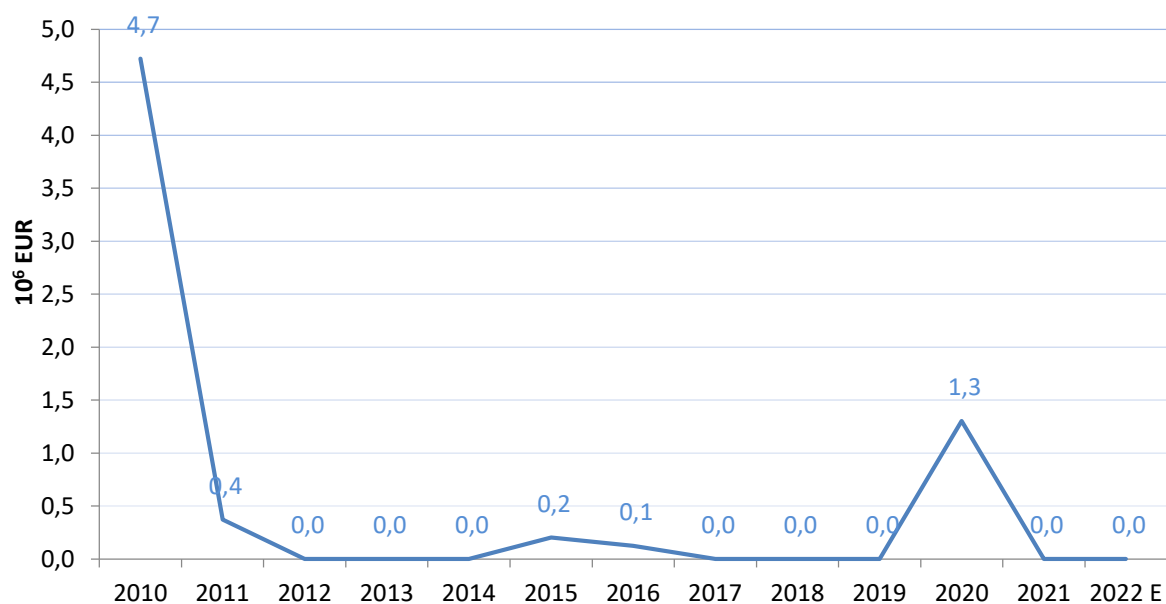
3.2.3 INVESTIMENTO

Figura 3-13 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Transporte



A Figura 3-13 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de Transporte. O valor elevado em 2010 resulta do investimento nos gasodutos de Setúbal/Leiria, Leiria/Braga e Campo Maior/Leiria e do investimento na 3ª ligação no troço Mangualde/Guarda. Em 2013, o valor mais elevado de investimento corresponde ao investimento na 3ª ligação no troço Mangualde - Guarda. Desde 2014 os valores dos investimentos têm-se mantido estáveis, a nível relativamente baixo, registando um maior valor em 2021 devido à aquisição de gás de *linepack*, decorrente de obrigações regulamentares.

Figura 3-14 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Gestão Técnica Global do SNG



A Figura 3-14 apresenta o comportamento do investimento realizado na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, verificando-se que os valores são bastante baixos, em particular nos últimos 11 anos.

3.2.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-15 - Evolução do ativo real na atividade de Transporte

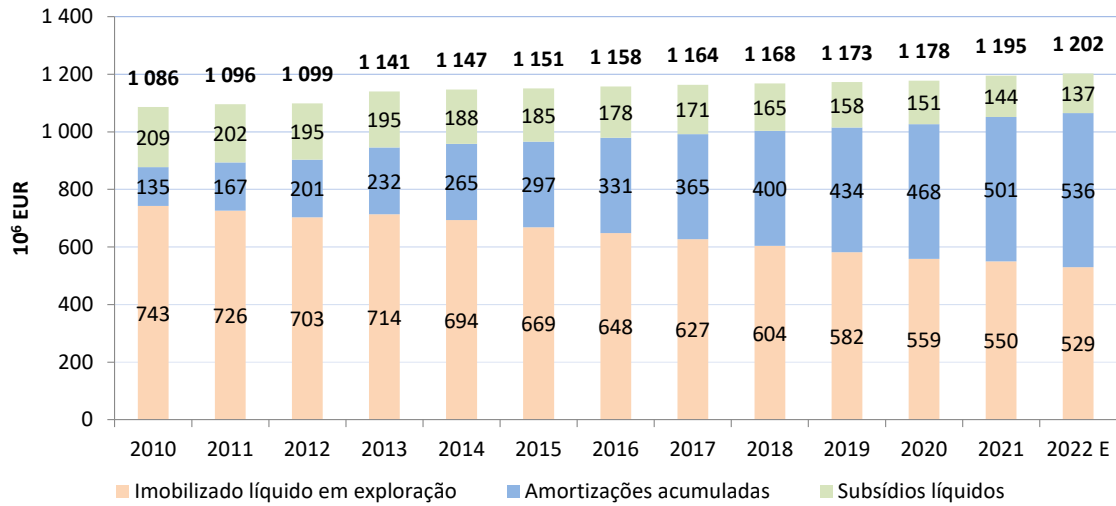
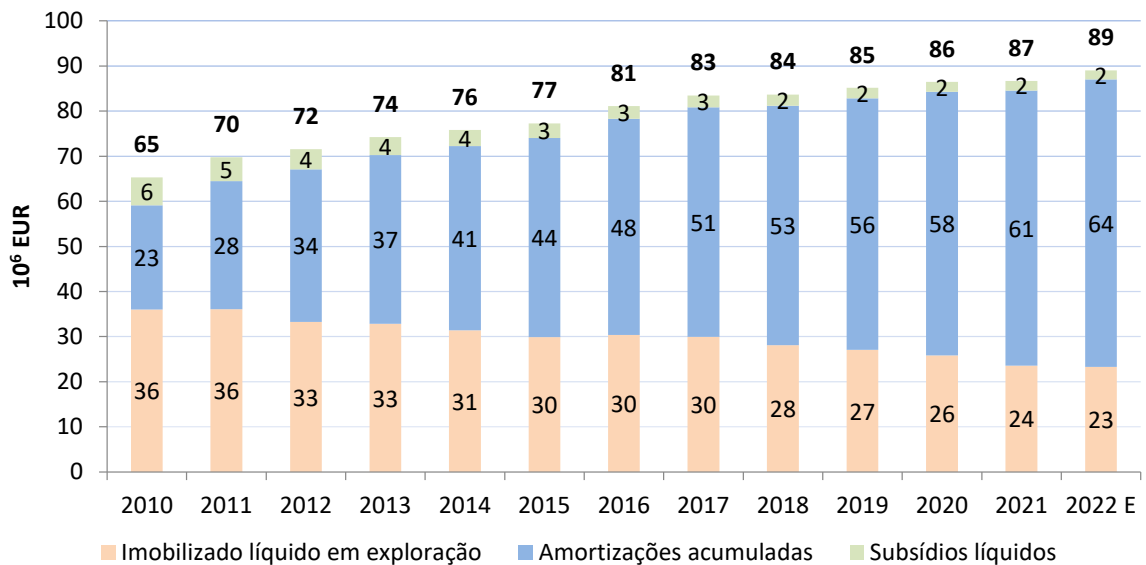


Figura 3-16 - Evolução do ativo real na atividade de Gestão Técnica Global do SNG



A Figura 3-15 e a Figura 3-16 evidenciam a tendência mencionada anteriormente. Registre-se que nas duas atividades do ORT o imobilizado líquido em exploração tem diminuído por via do acréscimo das amortizações não acompanhadas por valores significativos de novos investimentos a entrar em exploração.

Nesta análise não se inclui o imobilizado em curso, uma vez que este não é objeto de remuneração de acordo com a regulamentação do setor.

3.3 ATIVIDADE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

3.3.1 REN ARMAZENAGEM

3.3.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Tal como nos pontos anteriores, este ponto compara os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas¹⁹ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores²⁰. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)²¹.

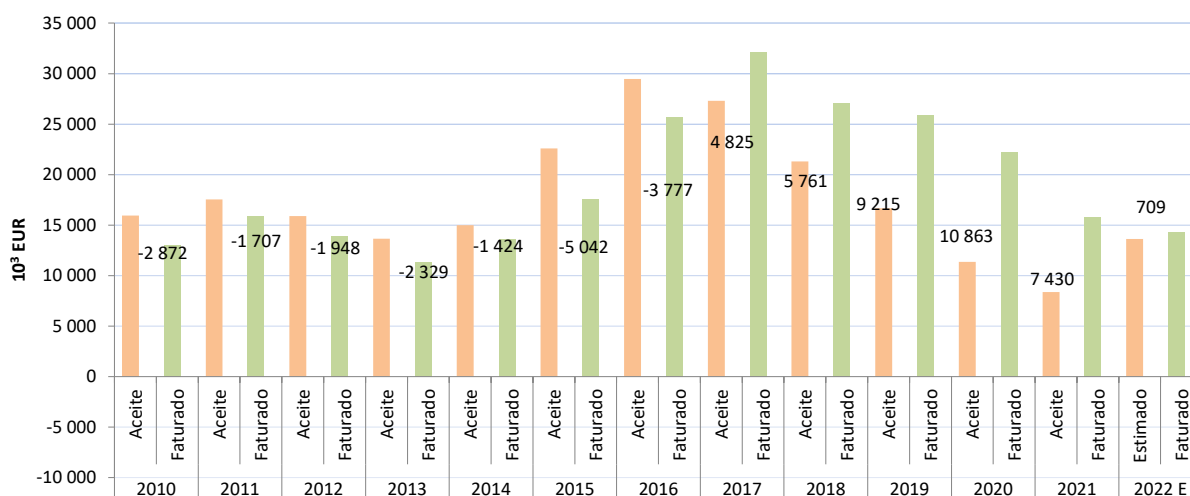
A Figura 3-17 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de Armazenamento Subterrâneo, da REN Armazenagem, a preço correntes. Verifica-se que desde 2017 os proveitos faturados foram sempre superiores aos proveitos permitidos definitivos (Aceite).

¹⁹ Nos gráficos indicados como Tarifas

²⁰ Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como “Aceite”.

²¹ Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, os quais incluem os permitidos definitivos do ano e os ajustamentos dos anos anteriores. Nos gráficos indicados como Aceite Ajustamento.

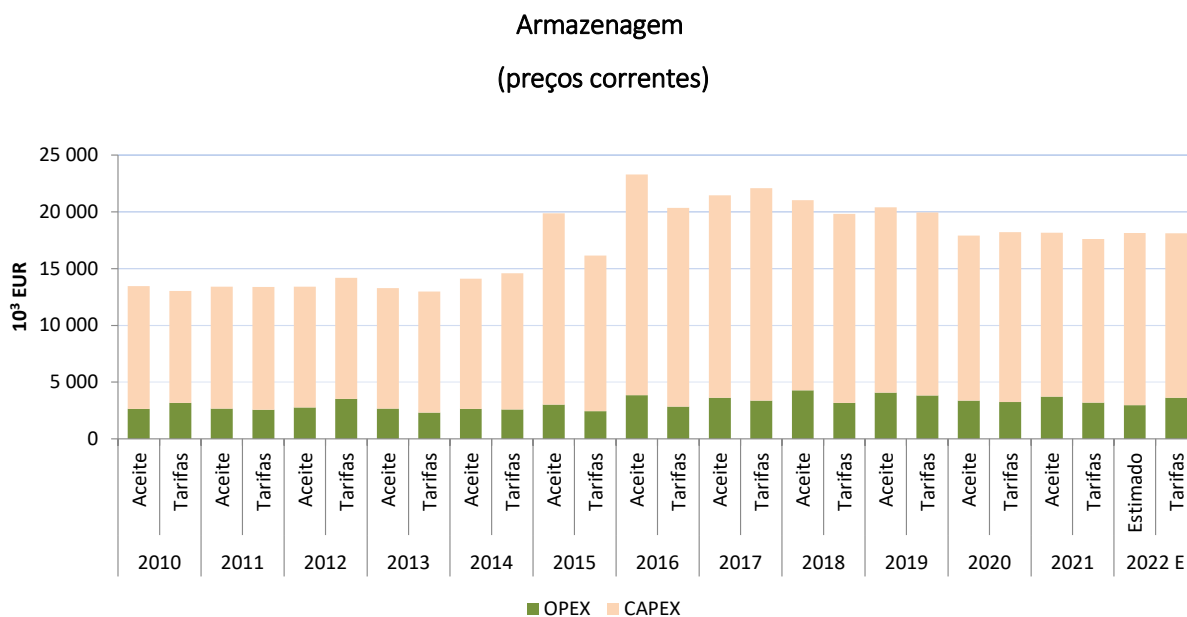
Figura 3-17 - Análise de desvios da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

A Figura 3-18 apresenta a evolução dos proveitos permitidos previstos em tarifas (Tarifas) e dos seus valores definitivos (Aceite), da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem. Verifica-se que, excetuando as estimativas para os anos 2015 e 2016, não ocorrem grandes diferenças entre os valores previstos e os valores verificados. As diferenças estimadas para 2015 e 2016, ao nível do valor estimado são sobretudo explicadas pela incorporação da atividade desenvolvida pela Transgás Armazenagem, na REN Armazenagem, que ocorreu em maio de 2015, através da operação de trespasse parcial. Com o período regulatório iniciado no segundo semestre de 2016, procedeu-se ao ajuste dos parâmetros regulatórios à nova realidade.

Figura 3-18 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN



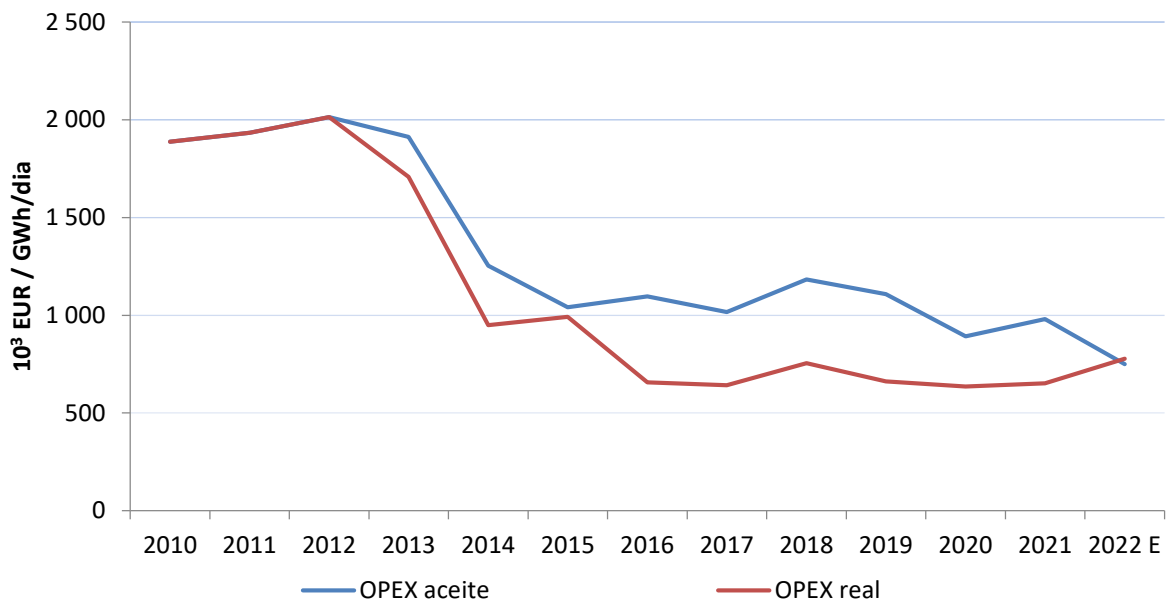
O OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem foi regulado até ao final do 1.º semestre de 2013 por custos aceites em base anual. Desde o segundo semestre de 2013 a atividade passou a ser regulada por uma metodologia do tipo *price-cap* ao nível do OPEX e do tipo *rate of return* ao nível do CAPEX. Verifica-se que o OPEX apresentou até 2015 alguma estabilidade, tendo a partir desse ano aumentado ligeiramente em função do acréscimo ocorrido ao nível das quantidades de gás injetado/extraído, que é o indutor da componente variável dos proveitos permitidos com OPEX, da atividade. O CAPEX mantém-se estável até 2015, ano em que ocorreu um acréscimo, face à incorporação na REN Armazenagem dos ativos trespassados da Transgás Armazenagem.

3.3.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVERS DE CUSTO

A Figura 3-3 apresenta a evolução do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem por capacidade de armazenamento. Verifica-se que os custos unitários reais apresentam uma queda acentuada a partir de 2013, altura em que a atividade passou a ser regulada por incentivos. O ano de 2015 constituiu um ano atípico na atividade da empresa, por via do trespasse parcial da atividade da Transgás Armazenagem que passou para a REN armazenagem, em maio de 2015. Constata-se, também, que os proveitos permitidos (OPEX aceite) são superiores aos gastos reais da empresa, o que ocorreu sobretudo por via de uma diminuição acentuada de gastos reais, ocorrida a partir de 2013. Em 2020, com o início do período de regulação 2020-2024 ocorreu uma aproximação entre os custos reais e aceites uma

vez que os parâmetros foram calibrados. No entanto, o acréscimo das quantidades de energia injetada/extraída, que constitui o indutor de custo da parcela variável do operador, ocorrida em 2020 e especialmente em 2021, impediram uma maior aproximação entre os proveitos permitidos e os custos reais da empresa.

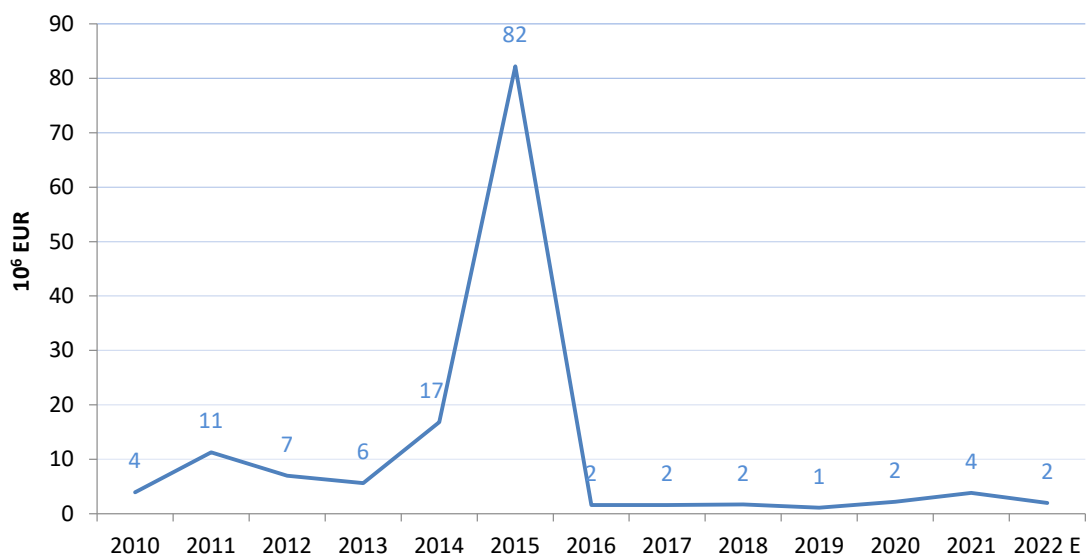
**Figura 3-19 - Custos unitários por capacidade de armazenamento
(preços constantes 2022)**



3.3.1.3 INVESTIMENTO

A Figura 3-20 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem.

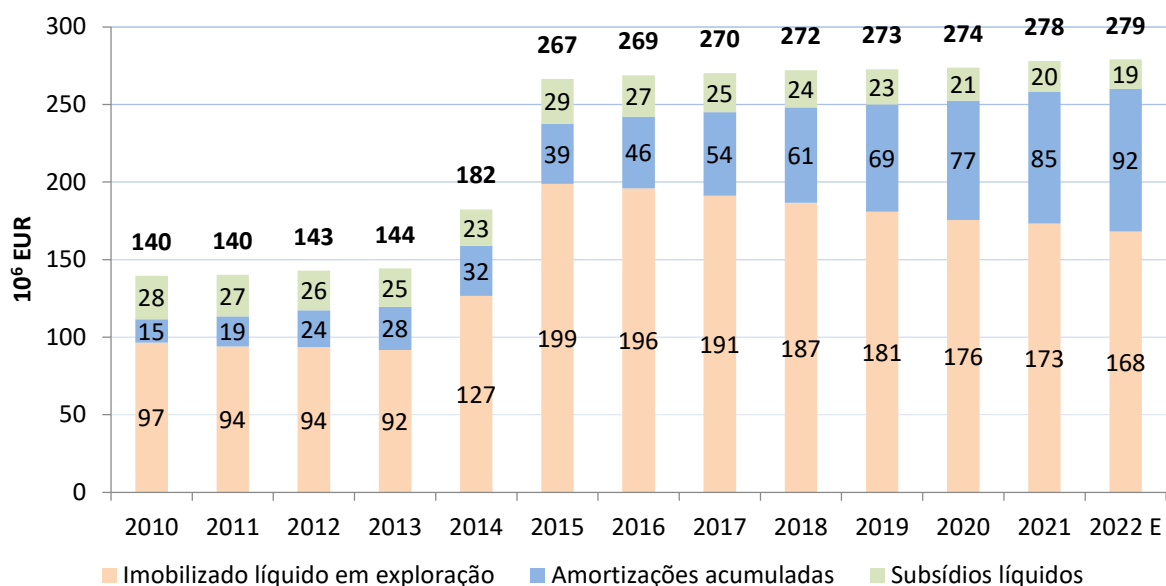
Figura 3-20 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem



O grande aumento ocorrido em 2015 deveu-se essencialmente à transferência dos ativos da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem ao abrigo do contrato de trespasse assinado em 2014 e consubstanciado em maio de 2015.

3.3.1.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-21 - Evolução do ativo real da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem



A Figura 3-21 evidencia a estabilidade dos ativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem até 2014. O imobilizado líquido em exploração apresenta um acréscimo acentuado por via da transferência para exploração da cavidade REN C6, em 2014, e da transferência dos ativos da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem, em 2015, ao abrigo do já referido contrato de trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015. Posteriormente a esse facto, não ocorreram investimentos significativos, pelo que o imobilizado líquido em exploração tem apresentado uma redução por via das amortizações.

3.4 ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO

3.5 ANÁLISE GLOBAL

3.5.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Com vista a evidenciar se os ajustamentos apurados decorrem de desvios nas previsões da evolução das variáveis que definem os proveitos ou se se devem à evolução não prevista das variáveis de faturação considerada nas tarifas, neste primeiro ponto os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas²² são comparados com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores²³. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)²⁴.

A Figura 4-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos²⁵ (a preço correntes) dos 11 operadores de rede de distribuição, excluindo o efeito dos ajustamentos e da reposição gradual da neutralidade financeira.

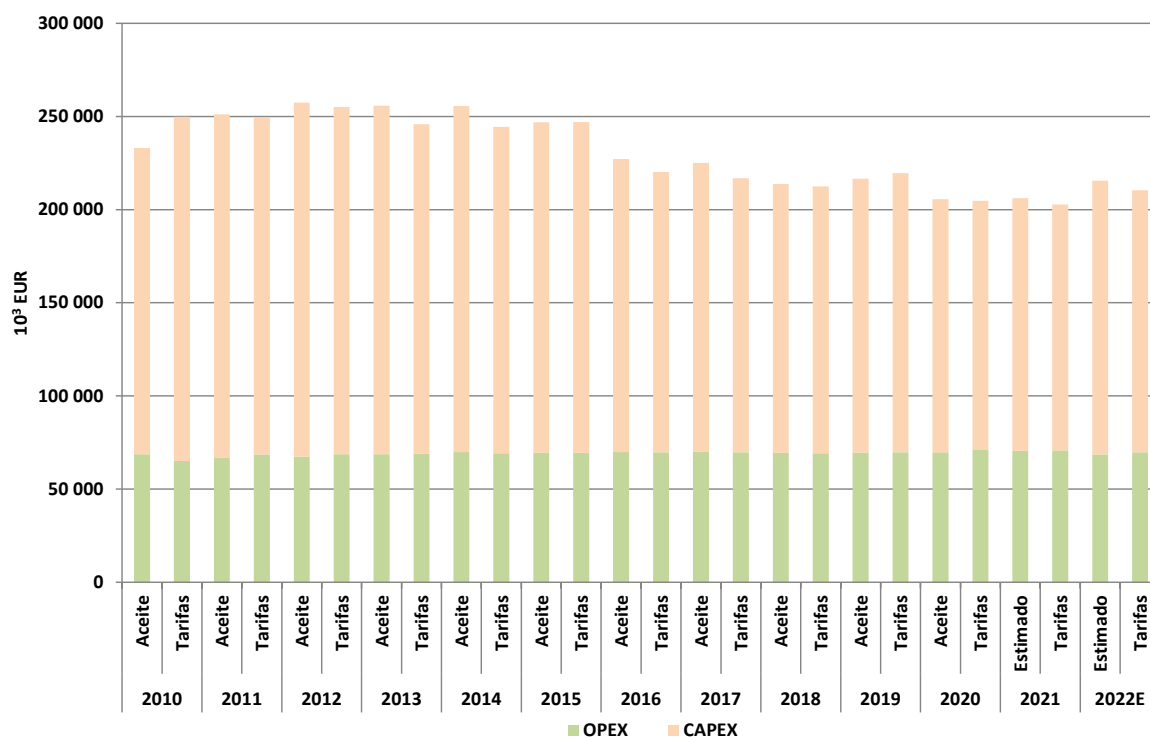
²² Nos gráficos indicados como Tarifas

²³ Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como Aceite.

²⁴ Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, os quais incluem os permitidos definitivos do ano e os ajustamentos dos anos anteriores. Nos gráficos indicados como Aceite Ajustamento.

²⁵ Nesta análise não aparece o valor das compensações tarifárias, pois no somatório dos 11 ORD aquele valor anula-se. Estes valores serão visíveis aquando da análise por empresa.

Figura 4-22 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 ORD
(preços correntes)

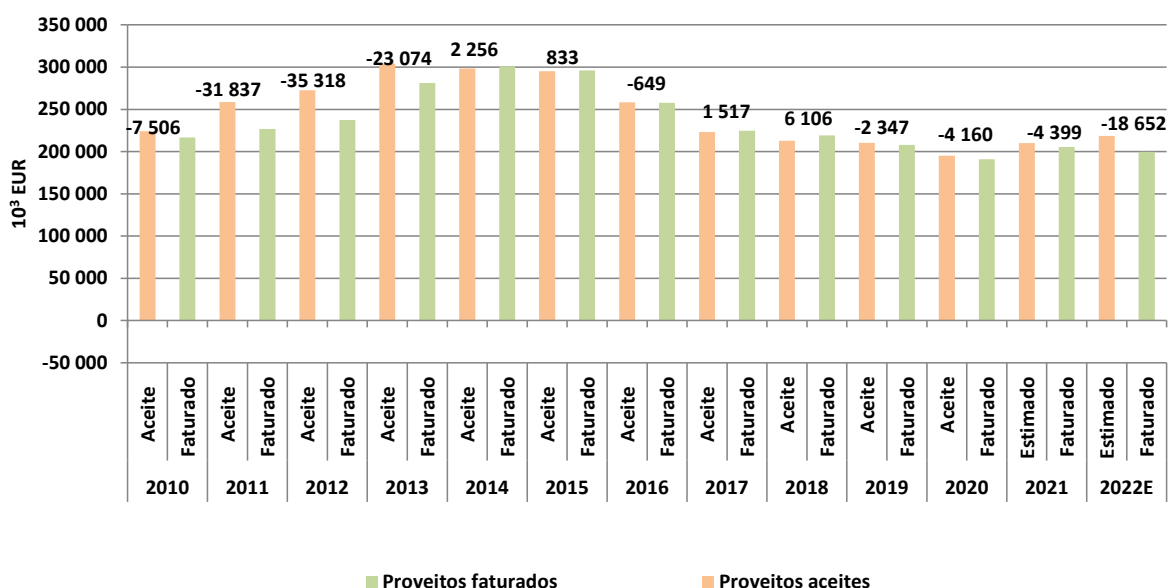


A evolução dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás não tem sofrido grandes alterações ao longo dos anos, sendo de referir uma quebra a partir de 2016 em resultado do início de um novo período de regulação e consequente revisão dos parâmetros de regulação. Além disso, não se verificam grandes diferenças entre os valores de tarifas e os valores aceites. No OPEX, as diferenças decorrem dos desvios de previsões de quantidades em tarifas e no CAPEX, para além das alterações face às previsões de investimento, as diferenças podem ser justificadas pela atualização da taxa de remuneração.

Quando se comparam os proveitos faturados com os proveitos permitidos definitivos (incluindo o efeito dos ajustamentos), tal como se observa na Figura 4-2, verifica-se, na generalidade, a existência de desvios significativos até 2013. Estes desvios resultarão mais de desvios nas previsões de faturação do que de desvios relacionados com a evolução de custos.

Verifica-se nos últimos três anos reais desvios a favor da empresa justificado pela quebra de faturação. Para 2022 estima-se, para além de uma redução na faturação, um aumento da taxa de remuneração fruto da evolução do contexto financeiro. Estes efeitos conjugados resultam num desvio significativo a receber pelas empresas.

Figura 4-23 - Análise de desvios dos 11 ORD
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Nesta análise, tal como já mencionado, não aparece o efeito das compensações entre operadores. As compensações visam garantir que todos os operadores recuperam os seus proveitos permitidos, apesar de terem níveis de proveitos unitários diferentes e ser aplicada a mesma tarifa a nível nacional. Assim no contexto de uniformidade tarifária vigente, há operadores que recuperam proveitos superiores aos seus custos e outros onde se assiste à situação inversa, pelo que os primeiros deverão compensar os restantes dessas diferenças. Em termos globais, as compensações resultam numa soma nula.

No entanto, nas análises individuais efetuadas a cada empresa, o efeito das compensações na recuperação dos proveitos permitidos será evidenciado.

3.5.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

As figuras seguintes apresentam a evolução do OPEX real das empresas por energia e por ponto de abastecimento para o universo dos 11 ORD (OPEX real), assim como os respetivos proveitos permitidos definitivos associados ao OPEX (OPEX Aceite), ou seja, o OPEX aceite no cálculo do ajustamento a recuperar pelas tarifas. Recorde-se que numa regulação por incentivos do tipo *price cap* não existe uma equivalência exata entre os gastos reais da empresa e os proveitos permitidos.

Figura 4-24 - Custos unitários por energia distribuída dos 11 ORD
(preços constantes 2022)

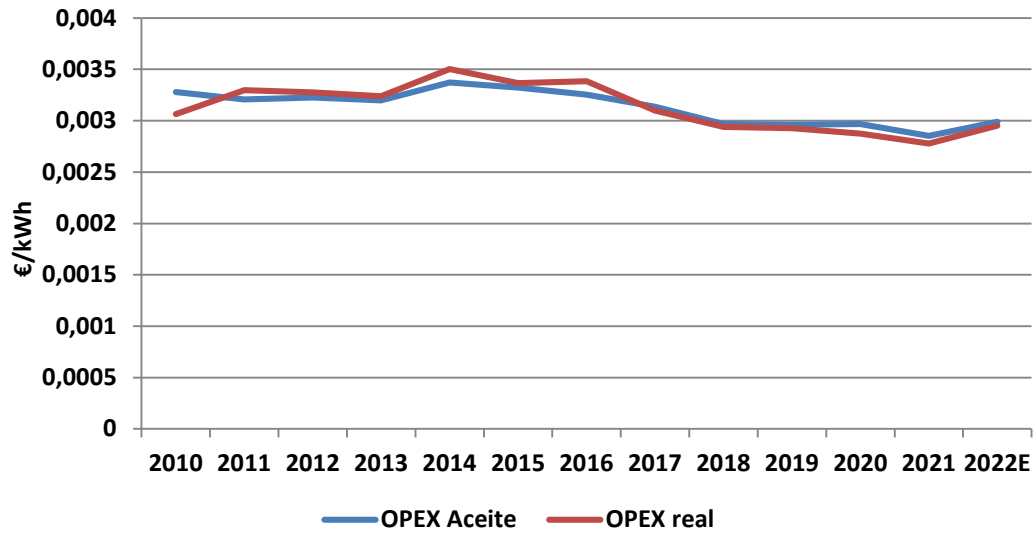
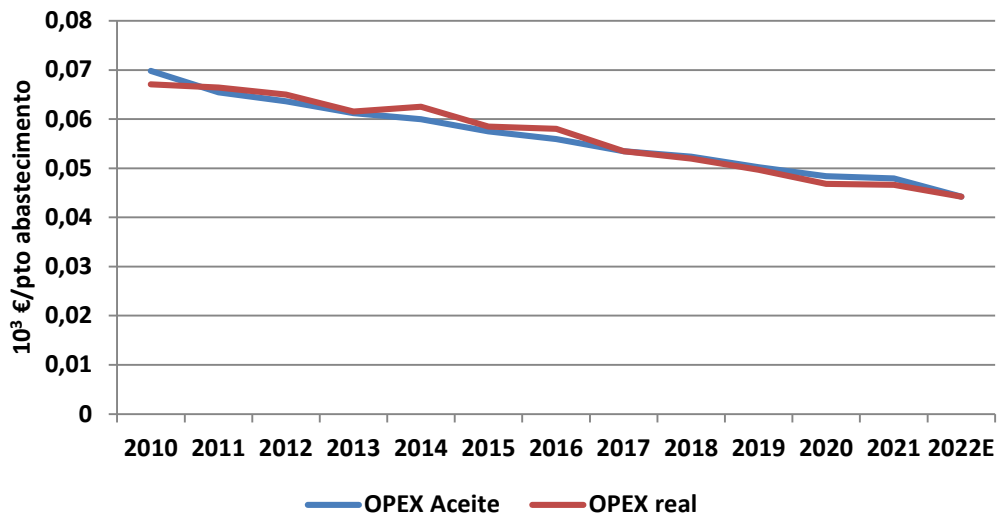


Figura 4-25 – Custos unitários por ponto de abastecimento dos 11 ORD
(preços constantes 2022)



Como se observa, em termos globais, tem havido por parte dos operadores uma preocupação em atingir as metas de eficiência impostas.

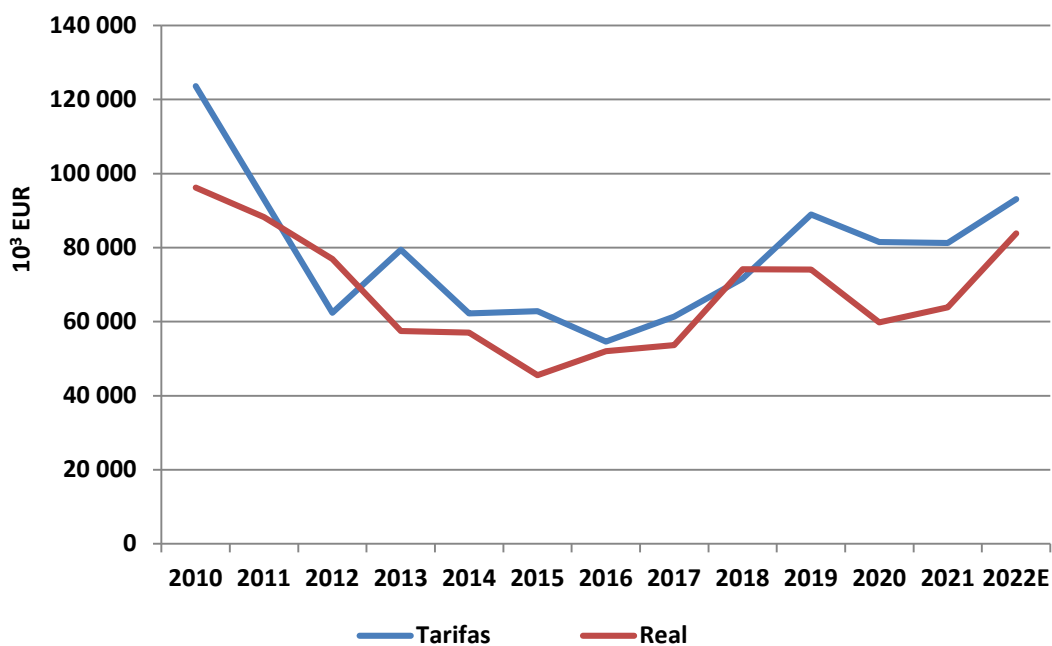
A tendência de decréscimo verificada ao longo do período em análise resulta do efeito conjugado da redução ao nível dos gastos com a redução ao nível da quantidade de energia veiculada. No número de pontos de abastecimentos regista-se um ligeiro aumento, em média 2%, o que justifica que a evolução do OPEX unitário seja diferente consoante o *driver* de custo considerado.

Em termos médios, tendo em conta a média dos últimos 3 anos reais (2019 a 2021) o valor por kWh situa-se em 0,0028 €/kWh e o valor por pa em 0,0476 10³/pa. Para 2022 estima-se um decréscimo nestes dois valores: 0,0029 €/kWh e 0,044 10³/pa.

3.5.3 INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

A evolução do investimento dos onze ORD é apresentada na figura seguinte, sendo comparado para cada ano civil, o valor aceite para efeito de cálculo de proveitos previstos para tarifas (Tarifas) e o valor efetivamente realizado pelas empresas (Real). Os valores de investimento analisados correspondem aos valores do imobilizado que entram em exploração uma vez que, na generalidade das empresas e a partir de 2010, o investimento efetuado no ano é transferido quase, na sua totalidade, para imobilizado em exploração.

Figura 4-26 - Evolução do imobilizado em exploração dos 11 ORD

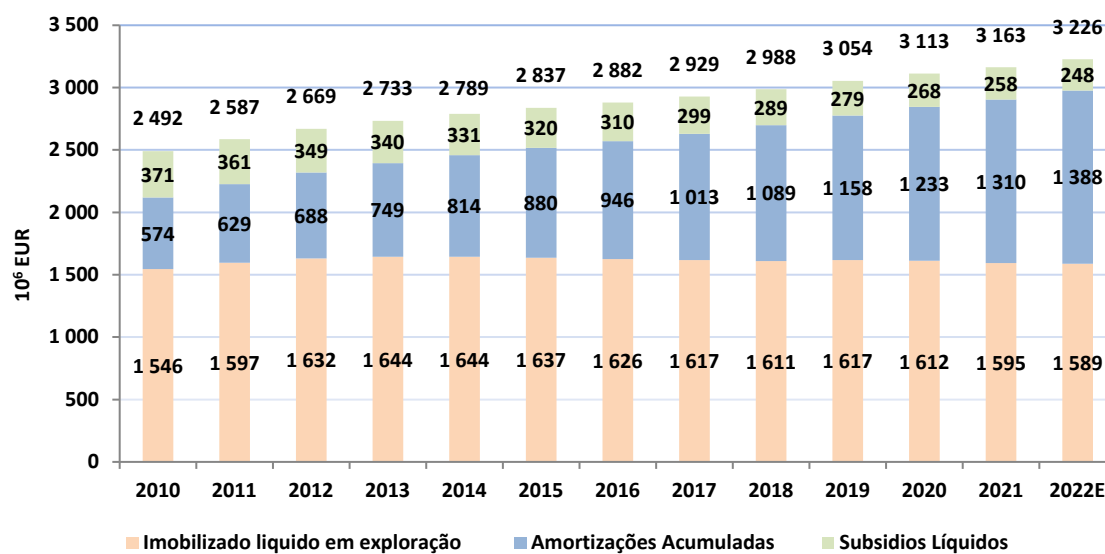


No universo dos onze ORD verifica-se até 2015 um decréscimo do valor real do investimento, havendo uma inversão nos últimos anos em linha com os valores previstos para tarifas. Esta situação é justificada, principalmente, pelos novos polos da Sonorgás.

Verifica-se, igualmente, com maior expressão nos últimos anos de análise, que os valores previstos pelas empresas são superiores aos realmente ocorridos, o que torna fundamental a avaliação prévia dos planos de investimentos previstos pelas empresas. Esta avaliação e monitorização é ainda mais relevante tendo em conta os PDIRD-G que são alvo de parecer para posterior aprovação por parte do Concedente. Foi neste contexto, que já para efeitos de tarifas 2023-2024 foi solicitado aos operadores o reporte dos investimentos tendo em conta os PDIRD-G em que se inserem. No entanto, os valores de investimento considerados para efeitos tarifários não correspondem na íntegra aos valores reportados neste mapa, uma vez que, parte desses investimentos não se encontram aprovados pelo Concedente. A metodologia de aceitação dos investimentos encontra-se detalhada no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas do setor do gás”.

Apresenta-se, de seguida, a evolução do ativo real dos 11 ORD, sendo de registar o aumento do ativo líquido, essencialmente pelo acréscimo das amortizações acumuladas.

Figura 4-27 - Evolução do ativo real dos 11 ORD



3.6 ANÁLISE POR EMPRESA

De seguida apresentam-se alguns indicadores de desempenho dos seis operadores seleccionados: LisboaGás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás e Sonorgás.

3.6.1 LISBOAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 4-28 - Evolução dos proveitos permitidos da Lisboagás
(preços correntes)

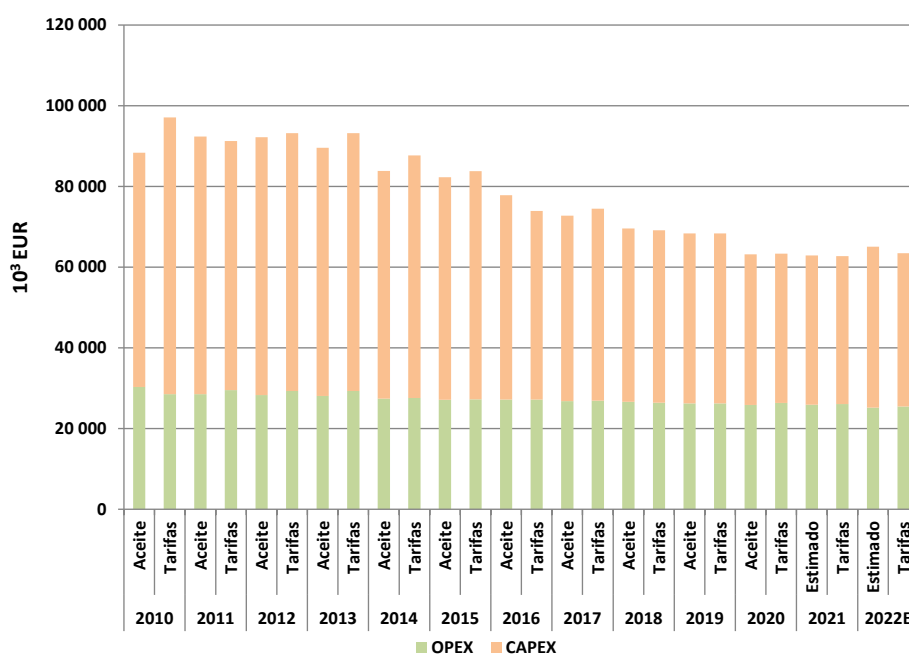
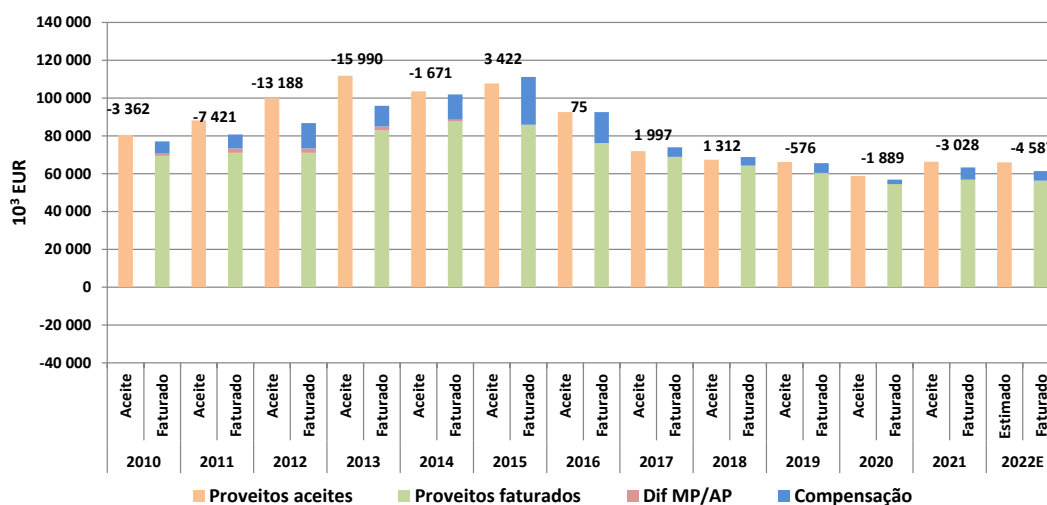


Figura 4-29 - Análise de desvios da Lisboagás
(preços correntes)



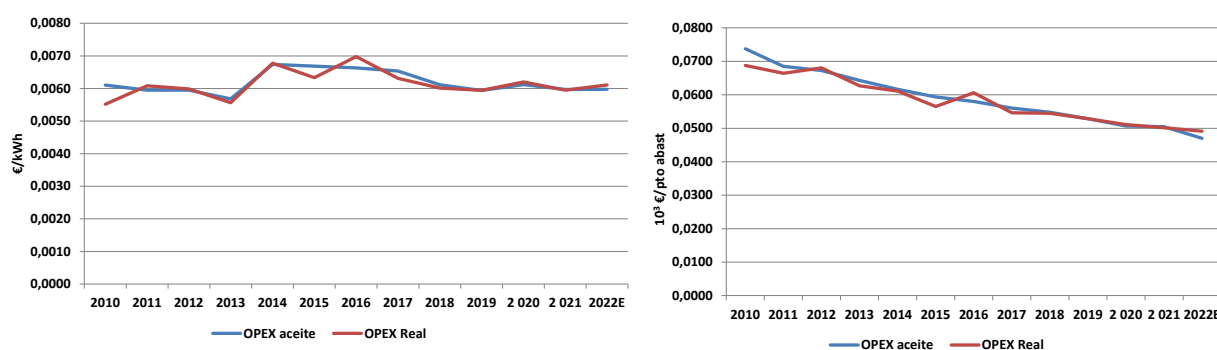
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Pela análise das figuras apresentadas verifica-se uma evolução do OPEX e do CAPEX aceite em linha com os proveitos permitidos previstos em tarifas (Tarifas). Verifica-se igualmente uma ligeira redução dos proveitos nos últimos anos em análise.

Os desvios de gastos são reduzidos face a desvios de faturação mais acentuados. Mesmo com o efeito da compensação tarifária, os proveitos faturados são inferiores aos permitidos. Esta situação inverte-se a partir de 2015, voltando a acontecer a partir de 2019. Esta ocorrência traduz-se em desvios a favor das empresas.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

Figura 4-30 - OPEX por *driver* de custo da Lisboagás
(preços constantes de 2022)



Como se observa, os proveitos permitidos associados ao OPEX aceite e ao OPEX real, quer em €/m³ quer em €/ponto de abastecimento, seguem a mesma tendência, sendo de registar, no entanto, que relativamente ao gasto por kWh, o custo médio da Lisboagás é substancialmente superior à média das 11 ORD.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

As figuras seguintes mostram a evolução do imobilizado que entra em exploração e do ativo.

Figura 4-31 - Evolução do imobilizado em exploração da LisboaGás

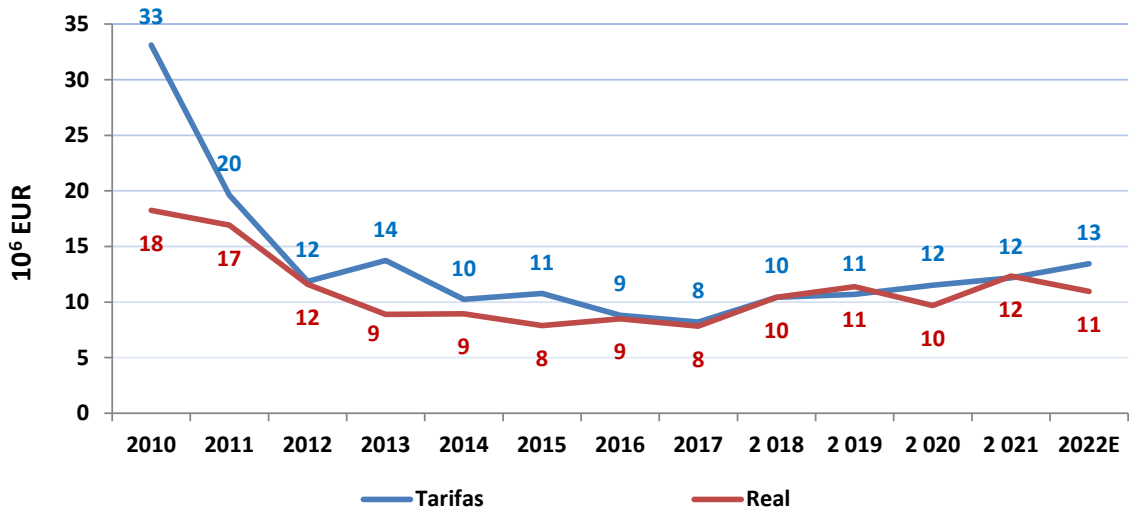
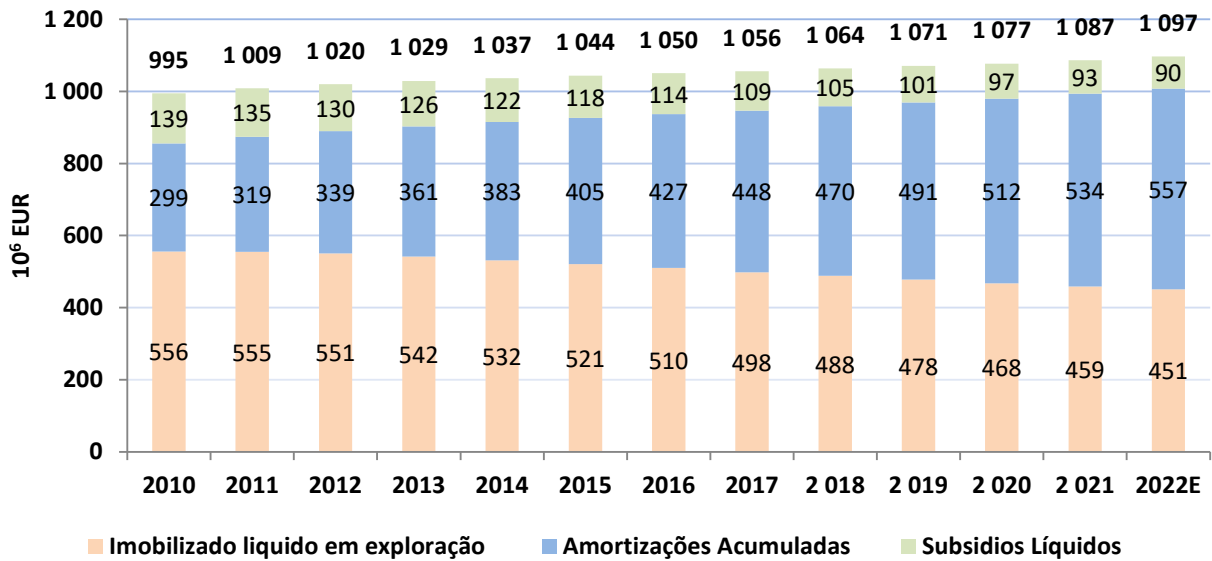


Figura 4-32 - Evolução do ativo real da LisboaGás



Em linha com a análise global, também a LisboaGás regista valores de investimento previsto superiores aos ocorridos, embora não muito significativos. Regista-se igualmente desde 2018 um aumento dos valores de investimento. No que respeita ao valor do ativo, verifica-se que o valor total se mantém estável, sendo de destacar o peso significativo das amortizações.

3.6.2 LUSITANIAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 4-33 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás
(preços correntes)

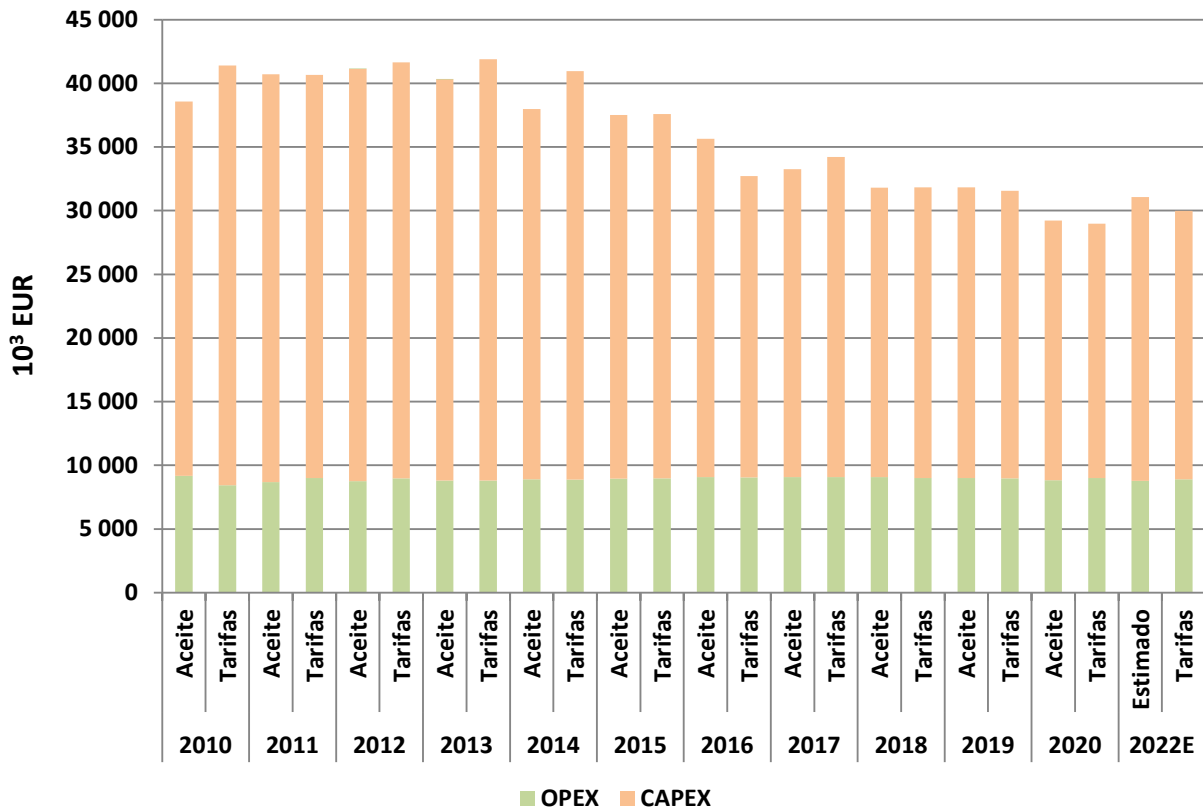
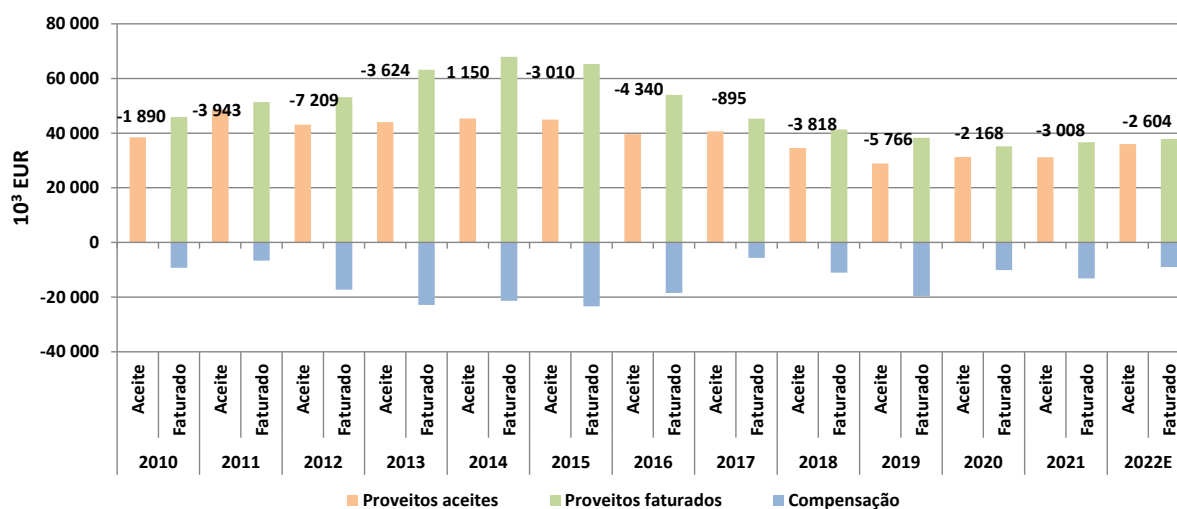


Figura 4-34 - Análise de desvios da Lusitaniagás
(preços correntes)



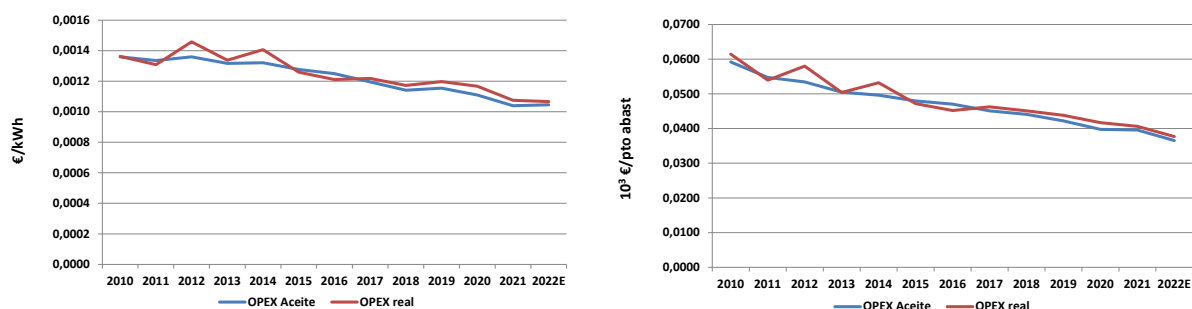
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

No que respeita à evolução dos proveitos permitidos constata-se que a sua variação decorre principalmente das variações registadas ao nível do CAPEX. Regista-se, igualmente, uma diminuição do nível de proveitos no último período de regulação e no atual a tendência mantém-se.

Em termos de desvios, com exceção de 2014, verifica-se que os proveitos permitidos definitivos (Aceite) são sempre inferiores aos valores faturados, o que se traduz em ajustamentos a receber pela empresa. A compensação tarifária paga pela Lusitaniagás diminui a diferença entre os proveitos permitidos definitivos e os proveitos faturados.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

Figura 4-35 - OPEX por *driver* de custo da Lusitaniagás
(preços constantes de 2022)



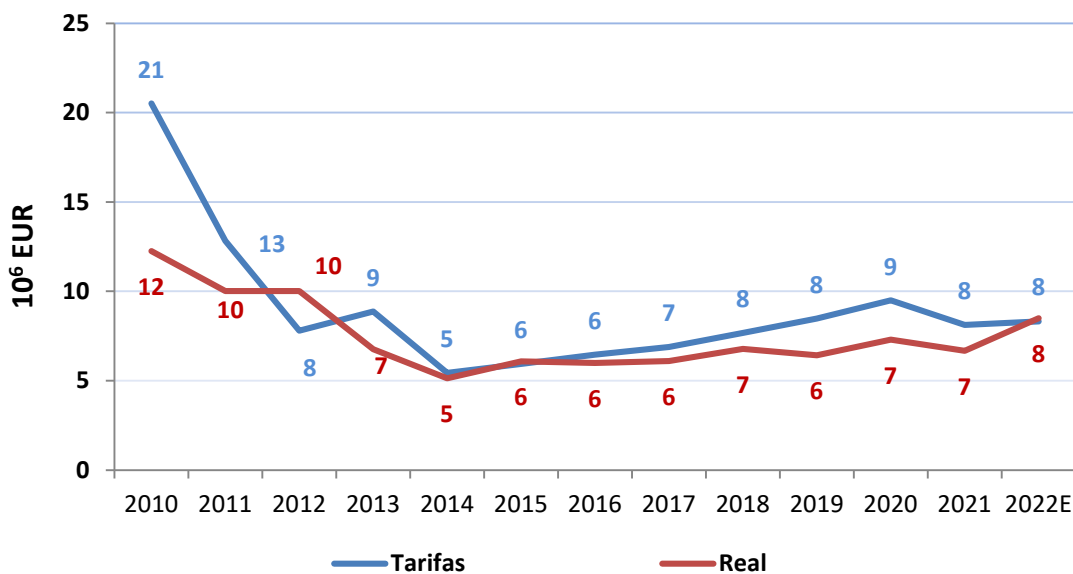
Da análise às figuras acima expostas, verifica-se que até 2016 o OPEX real se distanciava do OPEX aceite, havendo a partir daí uma aproximação, o que pode revelar maior facilidade da empresa em atingir as metas de eficiência definidas pelo regulador.

Quando comparada com a globalidade dos ORD, verifica-se que, em termos médios, nos últimos três anos reais, a Lusitaniagás está abaixo da média global.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

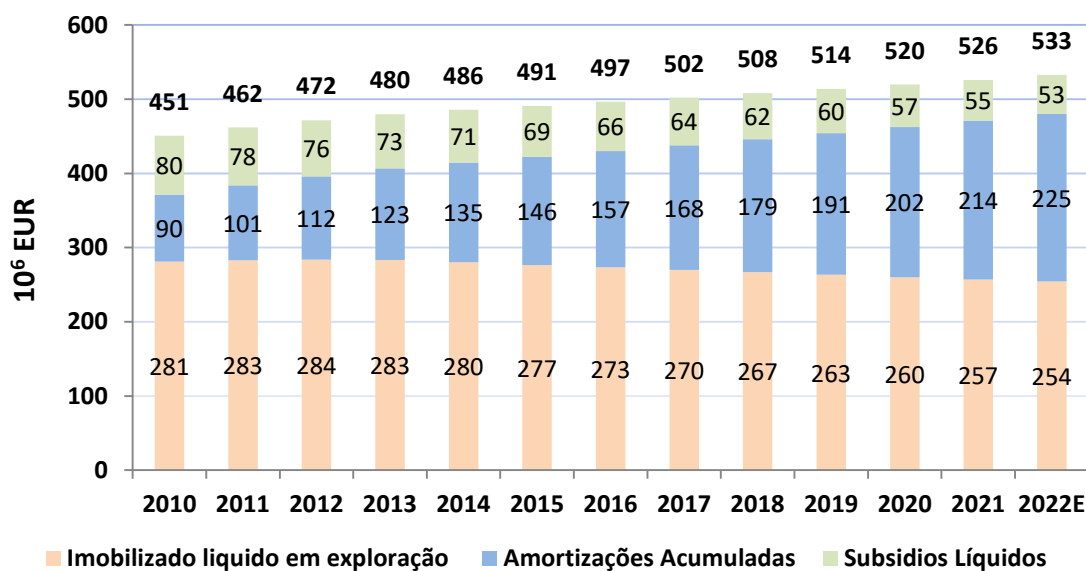
A figura seguinte mostra a evolução do imobilizado que entra em exploração, onde se regista uma quebra acentuada até 2014 e um ligeiro aumento a partir dessa data. Verifica-se que as previsões das entradas em exploração não se afastam muito dos valores efetivamente ocorridos.

Figura 4-36 - Evolução do imobilizado em exploração da Lusitaniagás



Em relação ao ativo real, verifica-se na figura seguinte uma redução do imobilizado em exploração em resultado de um aumento das amortizações acumuladas.

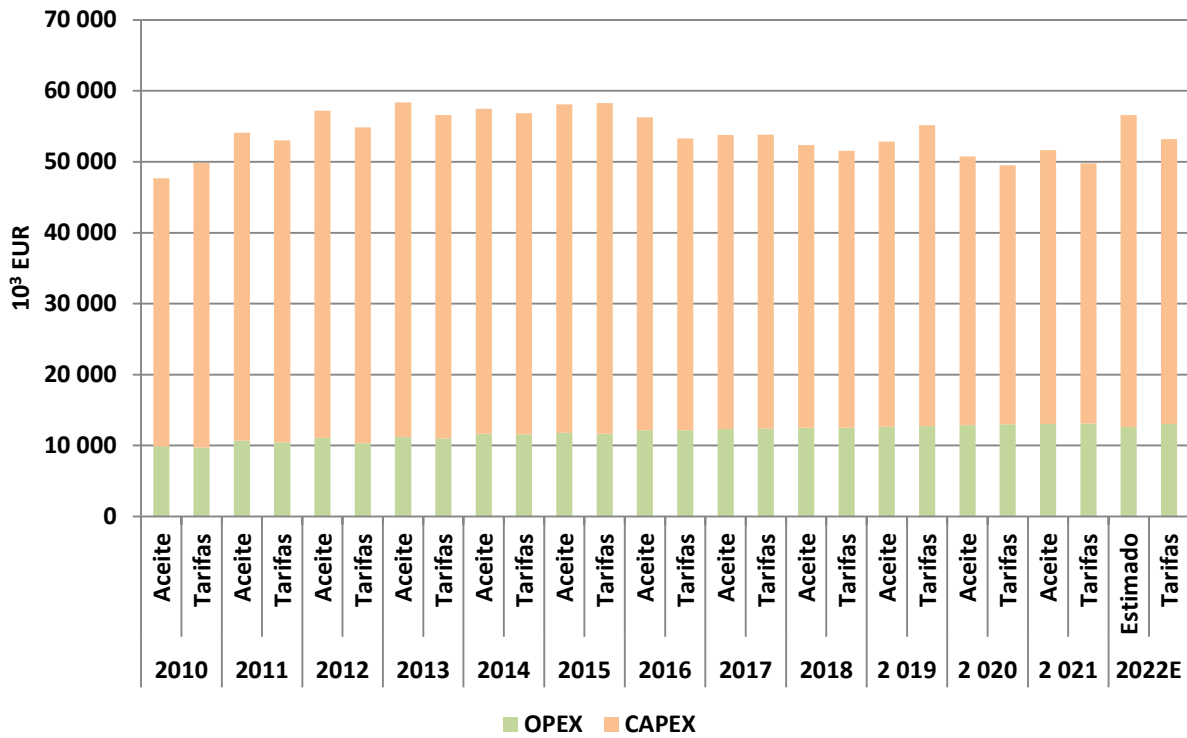
Figura 4-37 - Evolução do ativo real da Lusitaniagás



3.6.3 REN PORTGÁS

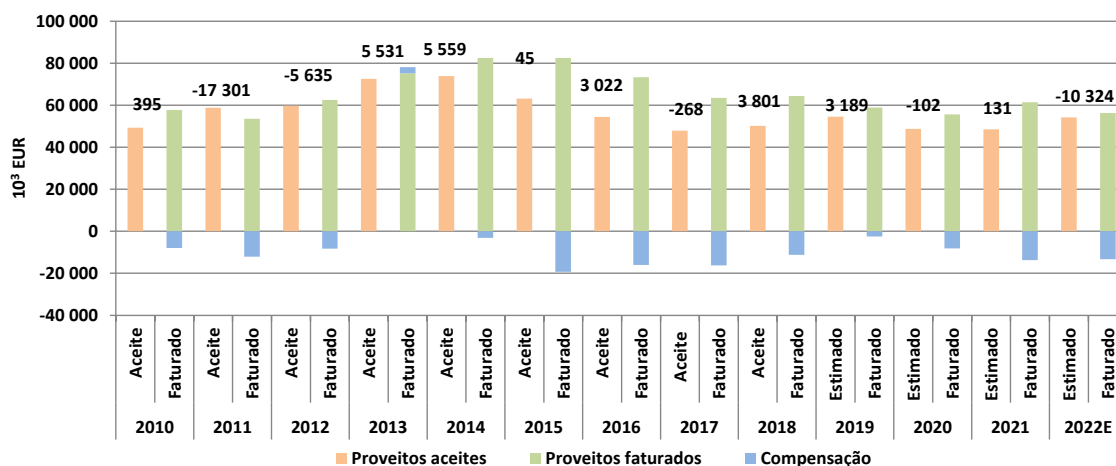
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 4-38 - Evolução dos proveitos permitidos da REN Portgás
(preços correntes)



Como se observa pela figura anterior, embora mais estáveis que as empresas anteriores, o nível de proveitos permitidos da REN Portgás também regista um ligeiro decréscimo a partir de 2016, sendo que esta tendência poderá inverter-se em 2022.

Figura 4-39 - Análise de desvios da REN Portgás
(preços correntes)

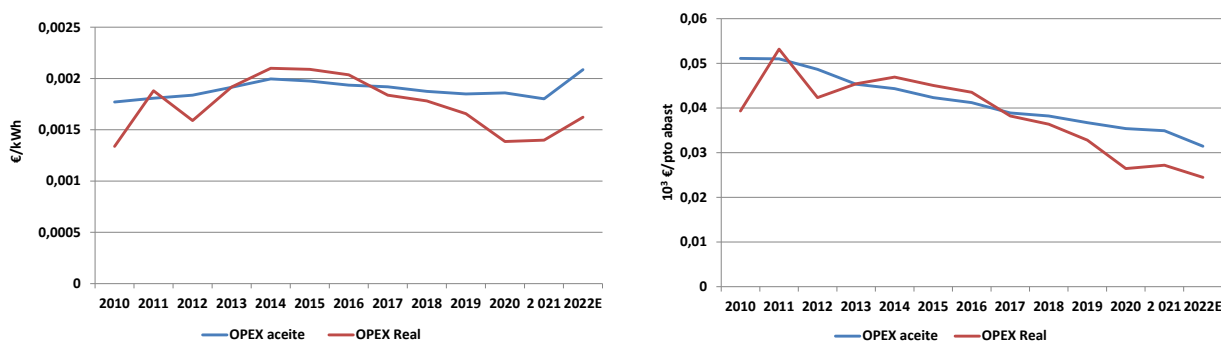


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

A figura anterior revela que a REN Portgás regista alguma instabilidade nos desvios apurados, havendo anos com desvios pouco significativos a devolver ao sistema e outros com desvios elevados a favor da empresa.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-40 - OPEX por driver de custo da REN Portgás
(preços constantes de 2022)



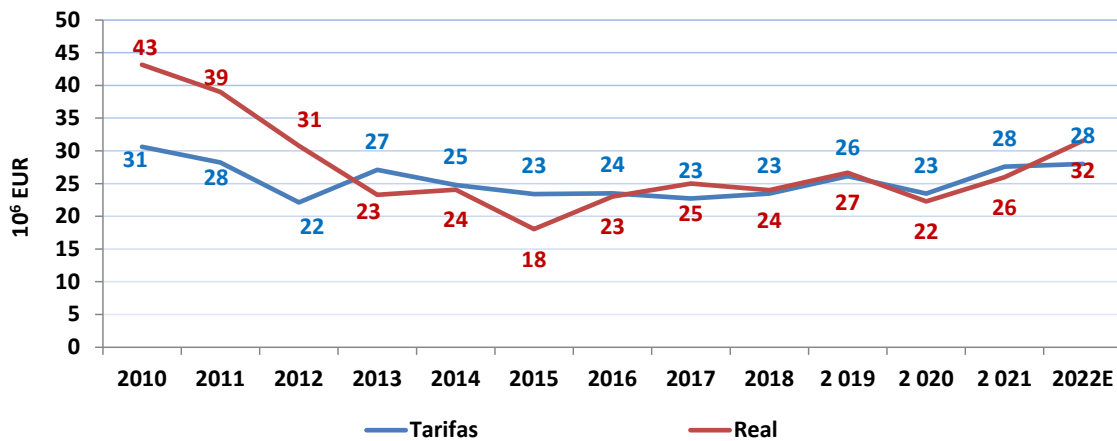
Verifica-se uma grande oscilação no OPEX unitário real da empresa, tanto em termos de energia como de pontos de abastecimento, em virtude da oscilação dos próprios custos, ao contrário do OPEX aceite que se mantém muito estável. De registar que a partir de 2018 a empresa tem apresentado uma redução dos seus gastos, ultrapassando as metas definidas pelo regulador.

Em média (considerando os anos reais de 2019 a 2021), a REN Portgás apresenta custos unitários inferiores à média da globalidade dos ORD, tanto em energia distribuída, como em pontos de abastecimento.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

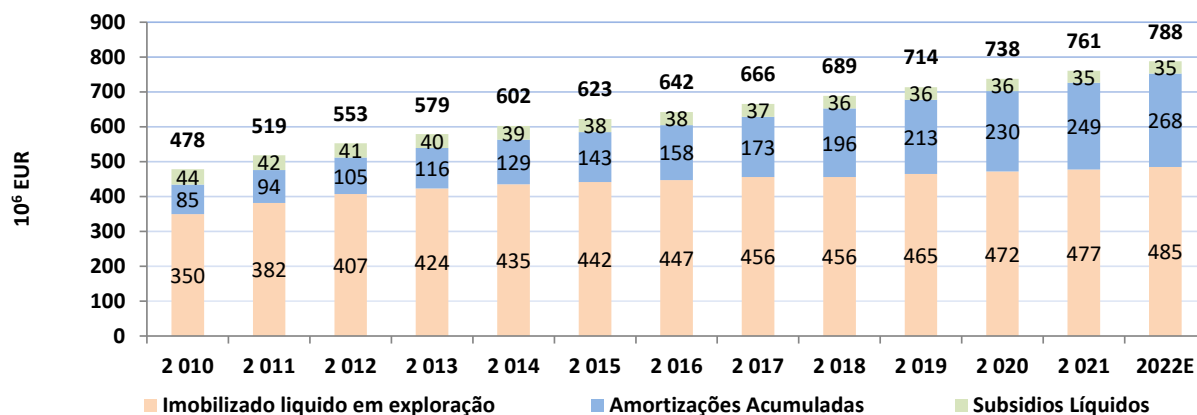
Tal como nos restantes ORD, verifica-se um decréscimo na evolução do imobilizado da REN Portgás entrado em exploração. A partir de 2013 as previsões de investimento registam uma certa estabilidade e os valores reais um ligeiro aumento, mais significativo desde 2016, no entanto, os dois valores aproximam-se significativamente.

Figura 4-41 - Evolução do imobilizado em exploração da REN Portgás



Tal como se pode observar na Figura 4-21, verifica-se um aumento do imobilizado líquido em exploração, pois o nível de investimento tem vindo a aumentar, sendo superior ao necessário para anular o aumento das amortizações acumuladas.

Figura 4-42 - Evolução do ativo real da REN Portgás



3.6.4 SETGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

As Figura 4-22 e Figura 4-23 evidenciam que tal como para os restantes ORD, no caso da Setgás os proveitos permitidos definitivos (Aceites) e os proveitos permitidos previstos são relativamente próximos.

Figura 4-43 - Evolução dos proveitos permitidos da Setgás
(preços correntes)

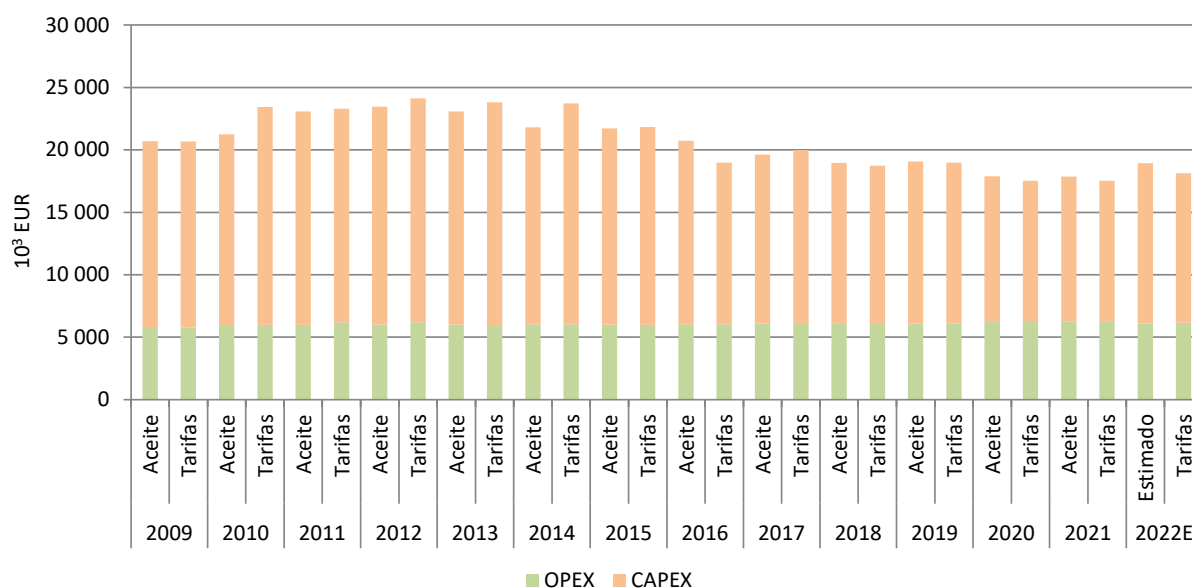
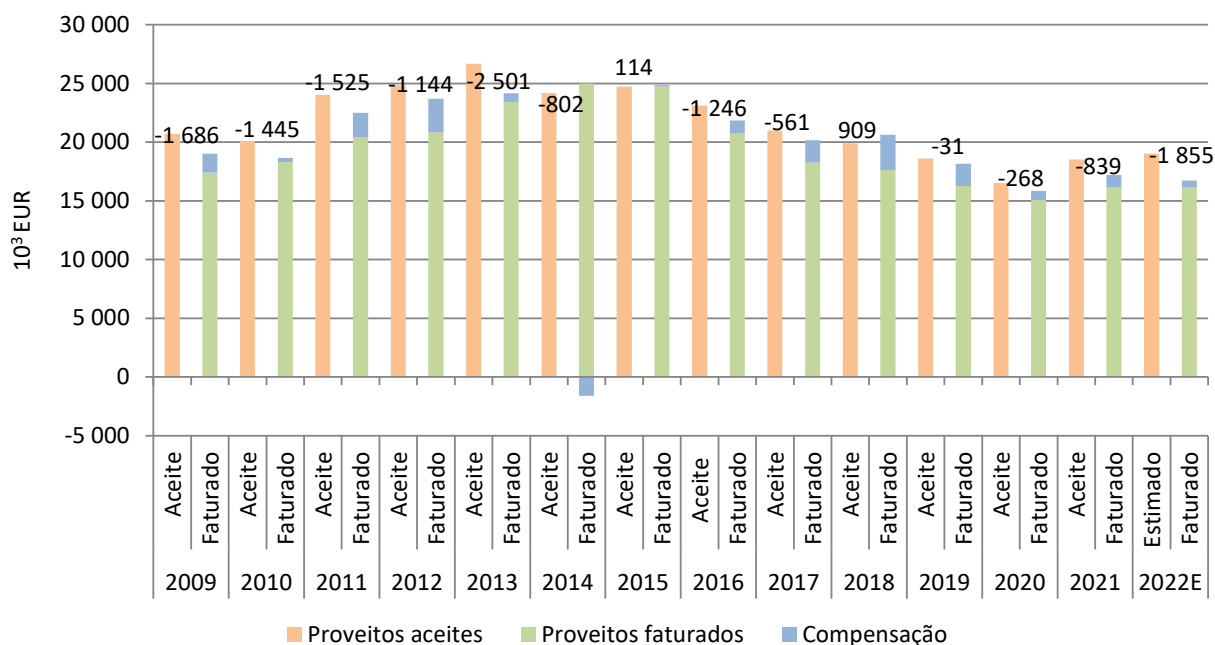


Figura 4-44 - Análise de desvios da Setgás
(preços correntes)

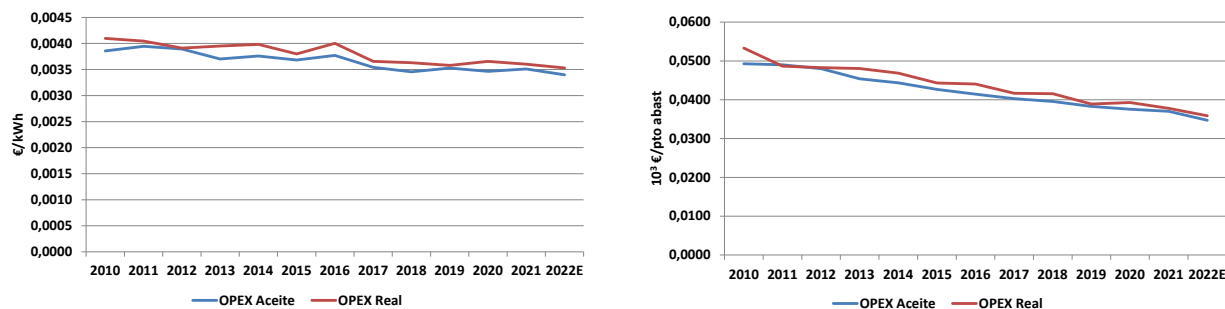


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Em termos de desvios não se verificam grandes oscilações, sendo de salientar os anos de 2015 e 2018 como os únicos anos em análise onde se registam desvios a devolver pela empresa.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

Figura 4-45 - OPEX por *driver* de custo
(preços constantes de 2022)



Da análise às figuras apresentadas, e comparando com as empresas anteriores, verifica-se uma maior distância entre os gastos reais e os proveitos permitidos, o que pode indicar que a Setgás tem tido dificuldade em atingir as metas de eficiência definidas pelo regulador. No entanto, a partir de 2021 assiste-se a uma aproximação entre os custos reais e aceites e para 2022 as estimativas apontam no mesmo sentido.

Em termos de €/kWh, a média de 2019 a 2021 situa-se acima da média dos 11 ORD. No entanto, o valor do OPEX por ponto de abastecimento é muito abaixo da média global.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

As figuras abaixo mostram a tendência já evidenciada nas análises anteriores de diminuição do valor do investimento, com uma aproximação entre os valores reais e os valores de tarifas. Esta situação traduz-se na diminuição do valor do ativo líquido por via do acréscimo das amortizações acumuladas.

Figura 4-46 - Evolução do imobilizado em exploração da Setgás

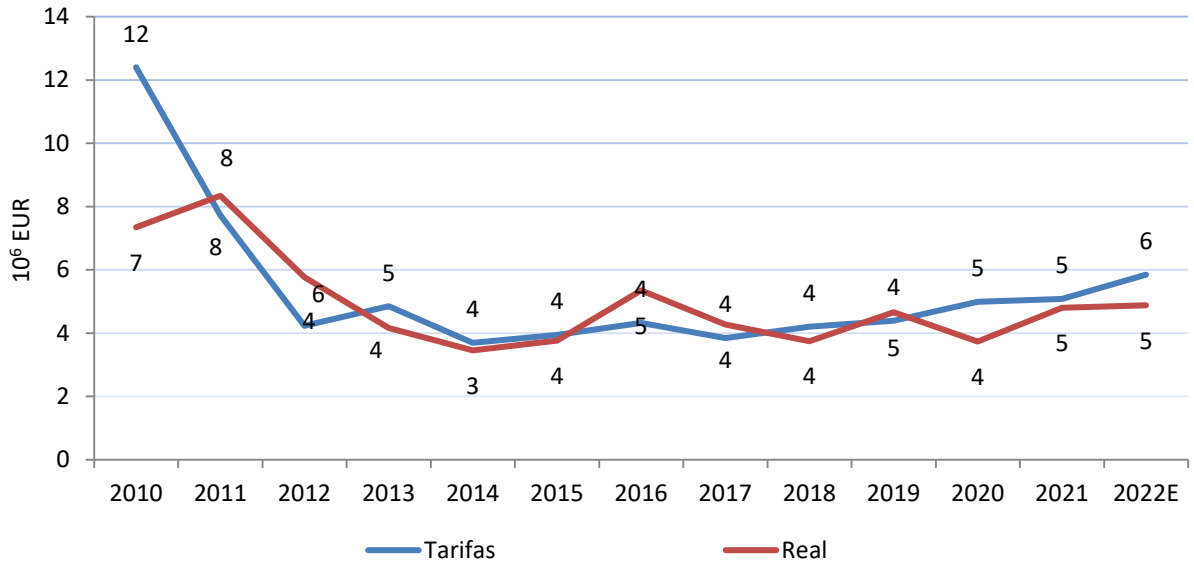
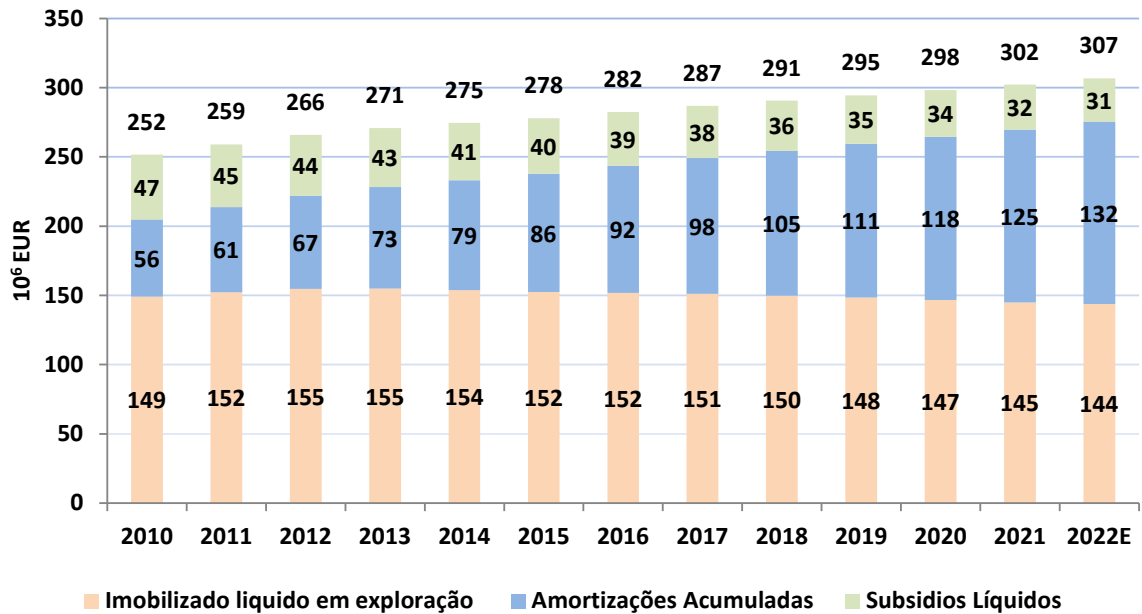


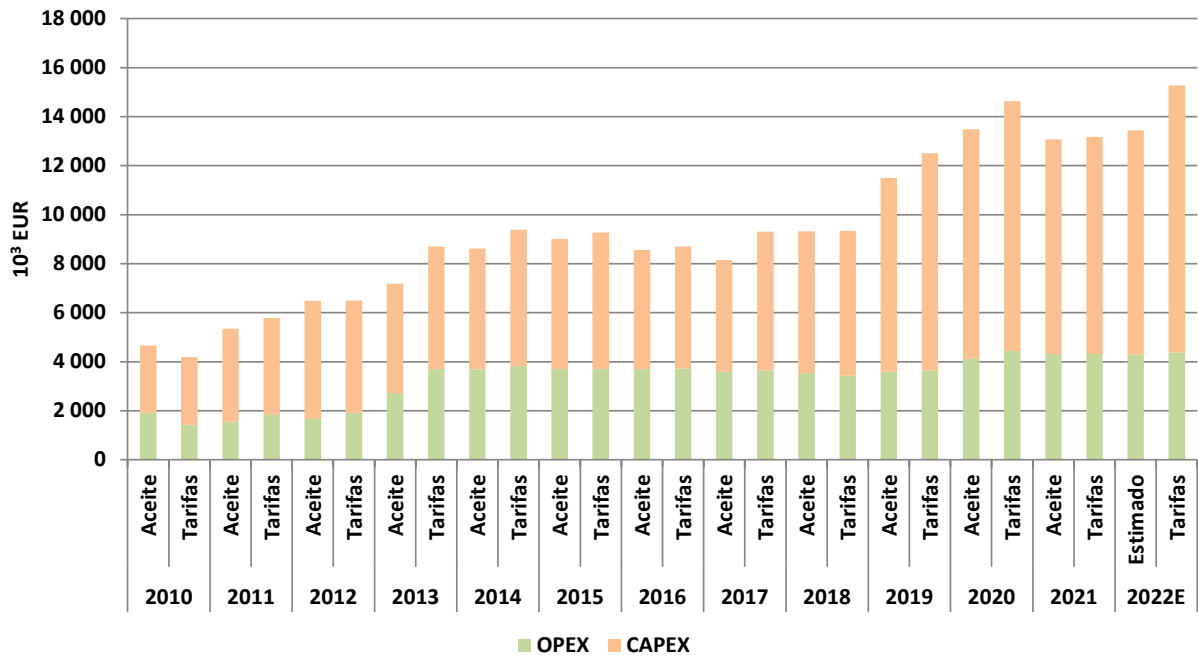
Figura 4-47 - Evolução do ativo real da Setgás



3.6.5 SONORGÁS

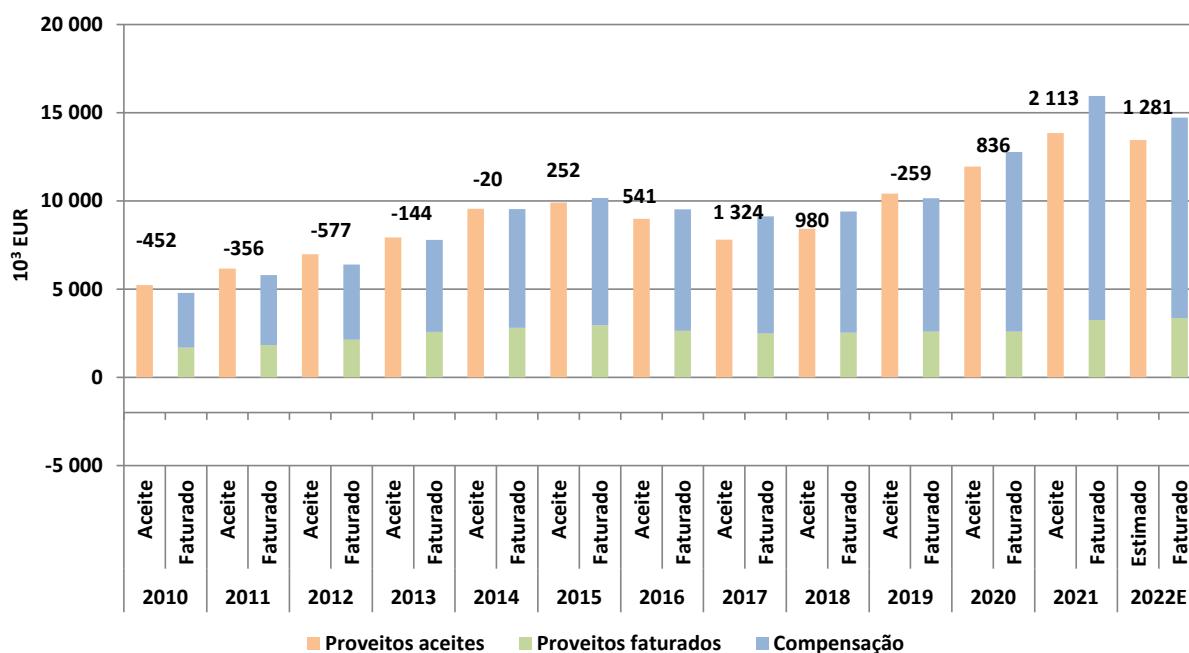
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 4-48 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás
(preços correntes)



No que se refere à Sonorgás, o crescimento acentuado dos proveitos permitidos resulta do facto desta empresa estar em fase de desenvolvimento e com índices de crescimento elevados. Esta realidade observa-se tanto ao nível do OPEX como do CAPEX. No entanto, é de notar que os proveitos permitidos definitivos têm sido inferiores aos previstos.

Figura 4-49 - Análise de desvios da Sonorgás
(preços correntes)

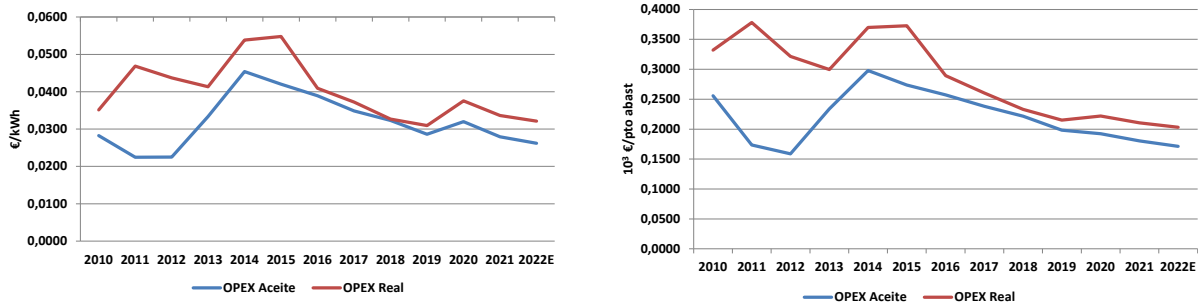


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Em consequência da análise anterior e conforme demonstrado na Figura 4-28, até 2014 os proveitos permitidos definitivos (Aceite) têm sido superiores aos proveitos faturados e recebidos através das compensações. No entanto, esta situação inverte-se nos últimos anos em análise, onde se registam valores faturados superiores aos aceites o que conduz a desvios a devolver pela empresa.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

Figura 4-50 - OPEX por *driver* de custo da Sonorgás
(preços constantes de 2022)



Verifica-se que até 2016, o OPEX da Sonorgás afastava-se significativamente dos proveitos permitidos (OPEX Aceite), o que resultava do facto da repartição de gastos entre a atividade de Distribuição e de Comercialização facultada pela Sonorgás à ERSE para a definição de parâmetros para o período de regulação anterior (2010/2011-2012/2013) não refletir a verdadeira estrutura de custos da empresa. O reverso desta situação poderá ser observado na análise de desempenho do comercializador de último recurso. A partir desta data denota-se uma aproximação do OPEX da empresa aos proveitos permitidos definitivos (OPEX Aceite), o que demonstra uma maior facilidade da empresa em atingir as metas de eficiência definidas pelo regulador. No atual período de regulação embora se registre uma trajetória em linha com os gastos aceites a diferença para os valores reais aumenta.

Comparada com os outros ORD a Sonorgás apresenta custos unitários muito superiores.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 4-51 - Evolução do imobilizado em exploração da Sonorgás

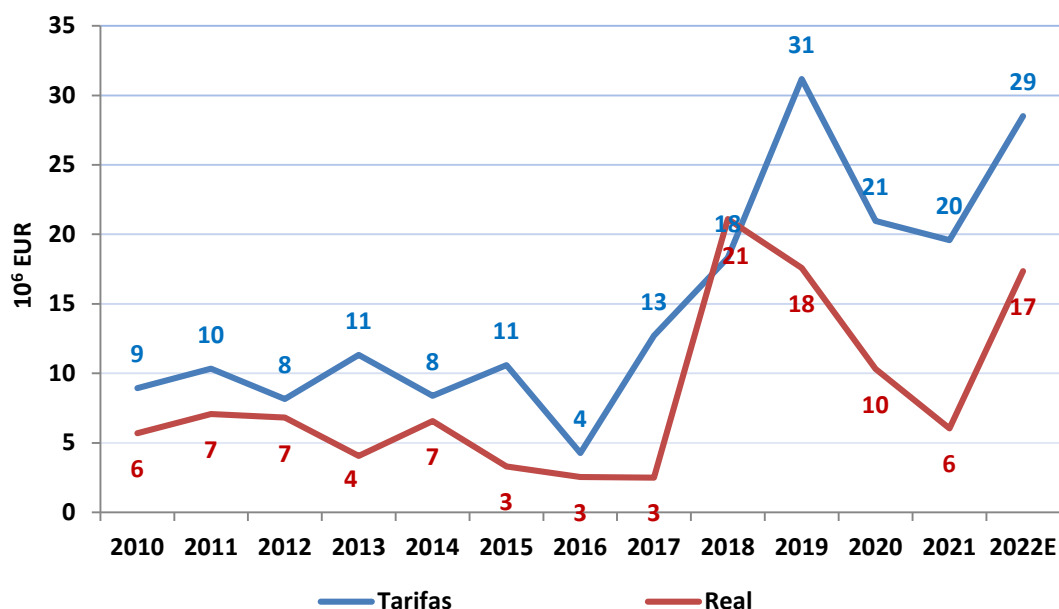
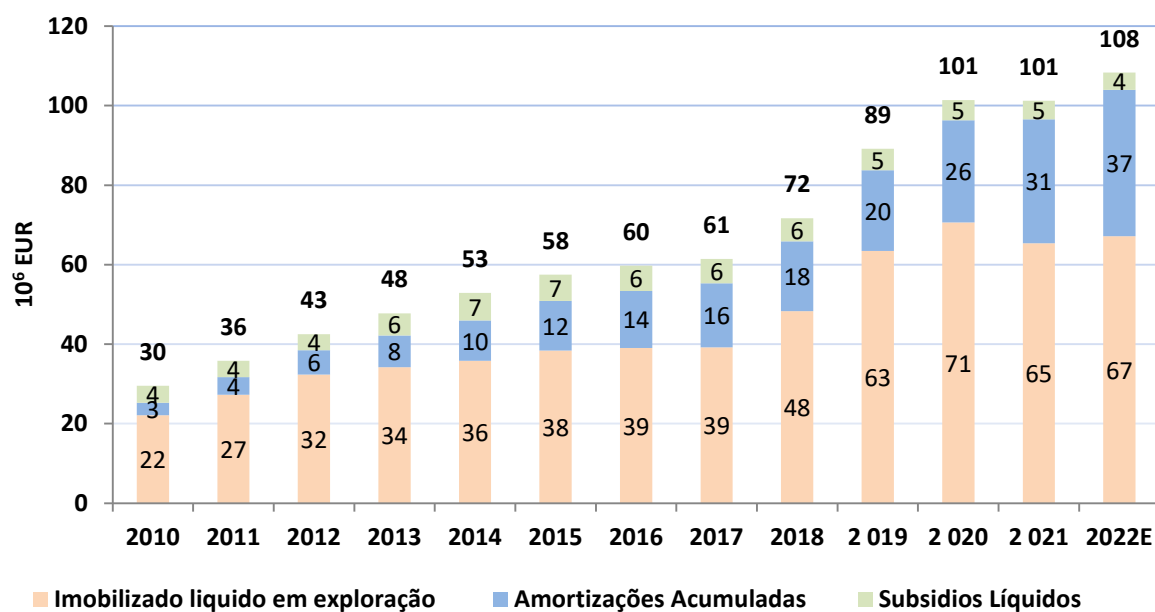


Figura 4-52 - Evolução do ativo real da Sonorgás



Ao contrário das outras empresas, os valores previstos para as entradas em exploração da Sonorgás registam um aumento significativo em 2018 e estima-se outro aumento em 2022, justificados pelo investimento dos novos polos atribuídos a esta empresa, e encontram-se sempre acima dos valores reais.

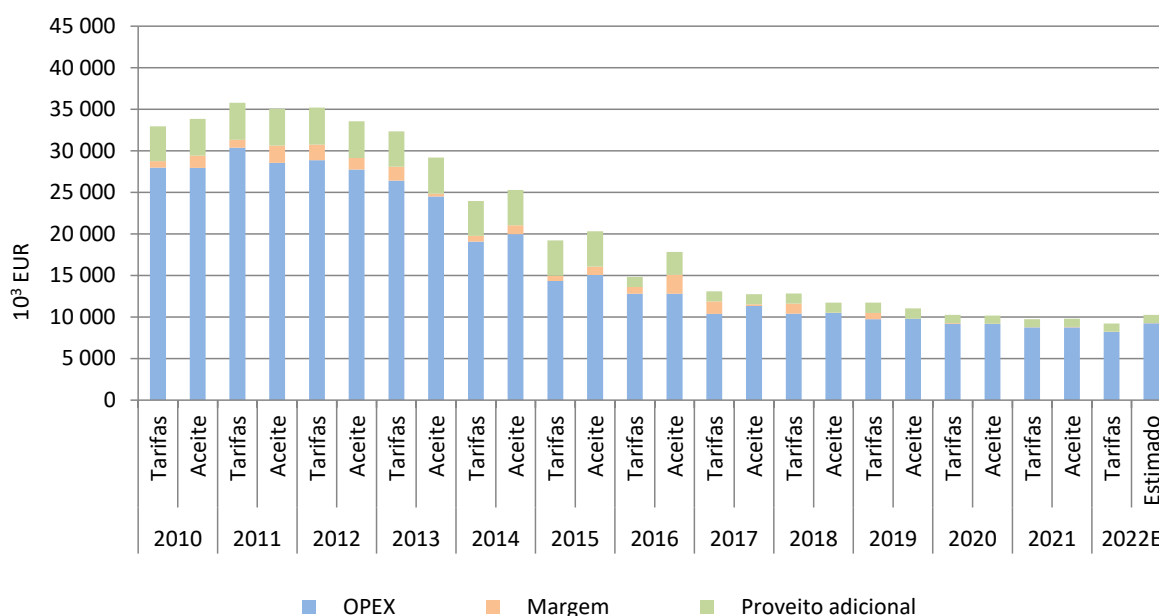
4 ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

4.1 ANÁLISE GLOBAL

4.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

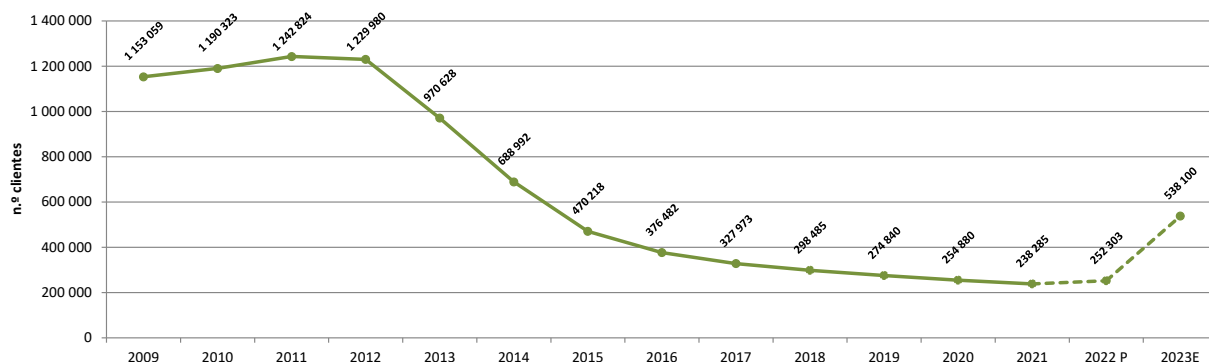
A Figura 5-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos previstos em tarifas e os proveitos permitidos definitivos desagregados nas suas diversas componentes (exclui-se o efeito dos ajustamentos de anos anteriores) para o universo dos 11 comercializadores de último recurso retalhistas (CURr). Registe-se que à atividade de Comercialização não está associada custos com o investimento.

Figura 5-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 CURr
(preços correntes)



De acordo com a figura verifica-se que, em termos globais, os proveitos permitidos têm diminuído ao longo dos anos. Esta tendência foi mais acentuada entre 2012 e 2015. O decréscimo dos proveitos permitidos é explicado por uma diminuição da atividade, decorrente da extinção de tarifas de Venda a Clientes Finais e da consequente saída dos consumidores para o mercado liberalizado (Gráfico 5-1).

Gráfico 5-1 – Evolução do Número de Clientes



O valor previsional de 2022 e o valor estimado de 2023 correspondem aos valores reportados pelos CURR para efeitos regulatórios.

Recorde-se, neste particular, o Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, e o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, que determinaram, respetivamente, a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10.000 m³ a 31 de março de 2011 e aos clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³, a 31 de dezembro de 2014, para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ e a 31 de dezembro de 2015, para os restantes casos. No entanto, estes prazos têm vindo a ser sucessivamente adiados, estando atualmente fixado, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo de 31 de dezembro de 2025 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³. Esta portaria determinou a extinção, a 31 de dezembro de 2022, das tarifas transitórias para os clientes com consumos anuais superiores a 10.000 m³.

Contudo, a publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, estabeleceu um regime excecional e temporário que tem permitido aos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³ regressar ao mercado regulado no contexto das medidas de mitigação dos impactes dos aumentos dos custos de energia resultantes do conflito militar entre a Ucrânia e a Rússia. Esta determinação legal veio inverter o processo de *phasing out* da atividade. Desta forma, passamos a observar duas tendências distintas da evolução dos clientes

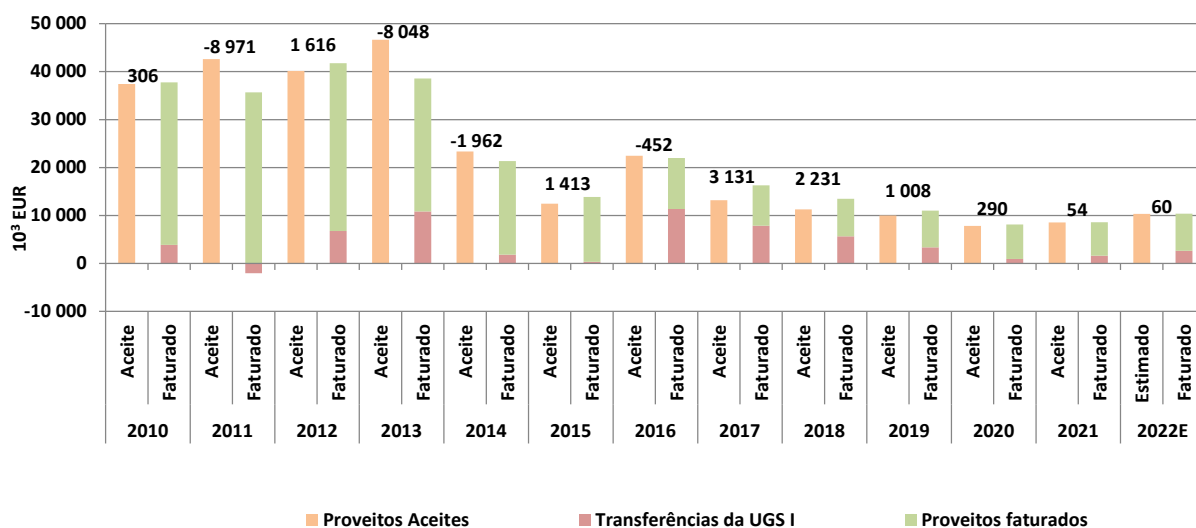
A metodologia regulatória aplicada a partir de 2011 reflete esta tendência. A partir desse ano aplicou-se uma metodologia do tipo *price cap*, em que os proveitos permitidos da atividade de Comercialização variam diretamente com o número de clientes.

Em termos de desvios entre os proveitos permitidos definitivos e os valores previstos em tarifas, os mesmos não se afiguram significativos (Figura 5-1). Os desvios justificam-se pela diferença entre o número de

clientes efetivamente ocorrido comparativamente ao número de clientes previstos para efeitos de determinação das tarifas.

No entanto, quando comparamos os proveitos faturados com os proveitos permitidos definitivos que incluem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores, presente na Figura 5-2, verifica-se a existência de desvios significativos, sobretudo nos anos de 2011 e 2013. Não obstante estes desvios resultarem em parte de desvios de faturação, nos anos de 2011 e 2013, a metodologia de cálculo das transferências da UGS I²⁶ foi a principal rúbrica responsável pelo aumento do desvio tarifário. No ano gás 2014-2015, esta metodologia foi revista e aperfeiçoada, sendo a atualmente usada.

Figura 5-2 - Evolução dos desvios dos 11 CURr²⁷
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

²⁶ As transferências da UGS I resultam da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização e os proveitos permitidos da função de comercialização. Esta situação decorre da necessidade de garantir a sustentabilidade económica numa situação de extinção de tarifas.

²⁷ No total dos proveitos faturados não aparece o montante de compensações tarifárias, pois no total das empresas as mesmas anulam-se.

4.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

O OPEX aceite corresponde aos proveitos permitidos definitivos considerados no cálculo do ajustamento por aplicação da componente fixa anual e da componente variável anual decorrente da base de custos determinada para cada período de regulação. Os gastos operacionais aceites, além do OPEX aceite, incluem o proveito adicional de 4 euros por cliente determinado no contrato de concessão e a margem associada ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e recebimentos. Os gastos operacionais reais correspondem aos gastos reais das empresas deduzidos dos rendimentos de exploração que não sejam resultantes da aplicação de tarifas.

A figura seguinte apresenta a evolução dos custos unitários por cliente, sendo possível concluir que, a partir da introdução de metas de eficiência, em 2010, os gastos reais líquidos de rendimentos (excluindo provisões ou imparidades associadas a clientes) da generalidade das empresas analisadas seguiram, genericamente até 2014, a tendência dos proveitos permitidos.

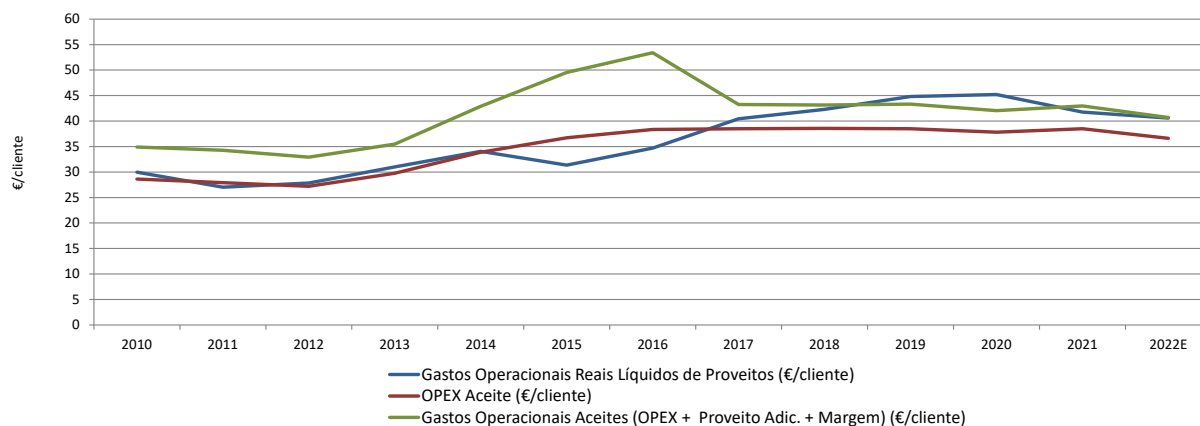
A partir de 2012 (corresponde ao início do processo de *phasing out* da atividade anteriormente referido) observa-se uma tendência de crescimento dos gastos reais líquidos unitários reportados pelas empresas, à exceção do ano de 2015, período em que se observa uma quebra significativa deste indicador retomando a tendência de subida acentuada nos anos seguintes.

Em 2015 e 2016 os gastos reais líquidos unitários foram menores comparativamente ao custo unitário aceite (OPEX). Este comportamento resulta de uma redução da rúbrica de custos relativa aos fornecimentos e serviços externos reportada pelas empresas, que poderá ser justificada por uma adequação do nível de atividade ao número de clientes do mercado regulado

A partir de 2017, os gastos reais têm seguido, genericamente, os gastos operacionais aceites. Assim, o diferencial que se verifica entre as séries dos gastos reais e do OPEX aceite, a partir de 2017 decorre, essencialmente, da base de proveitos permitidos²⁸ sobre a qual incidiu a metodologia do tipo *price cap* inicialmente definida, nos anos de 2016 e 2019 e dos montantes associados ao proveito adicional e à margem.

²⁸ É genericamente apelidada de “base de custos”.

**Figura 5-3 - Custos unitários por cliente
(preços constantes 2022)**



Conforme se pode observar, nos três últimos anos reais, em média, o proveito permitido definitivo unitário (OPEX aceite unitário) situa-se nos 38 EUR/cliente (preços constantes).

Finalmente, refira-se que se não ocorrer qualquer alteração à Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, esta extinção ocorrerá a meio do próximo período regulatório. Pese embora se verifique um desfasamento histórico entre os gastos reais e os proveitos permitidos, o acréscimo acentuado verificado ao nível dos custos unitários evidencia a necessidade das empresas adaptarem a sua estrutura de gastos à evolução decrescente da sua atividade, por força da extinção e das incertezas de supra referida.

4.2 ANÁLISE POR EMPRESA

De seguida apresentam-se os indicadores de desempenho analisados no ponto anterior, mas individualizados para cinco operadores selecionados: LisboaGás, Lusitaniagás, EDP Gás, SU, Sonorgás e Tagusgás.

4.2.1 LISBOAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 5-4 - Evolução dos proventos permitidos da LisboaGás
(preços correntes)

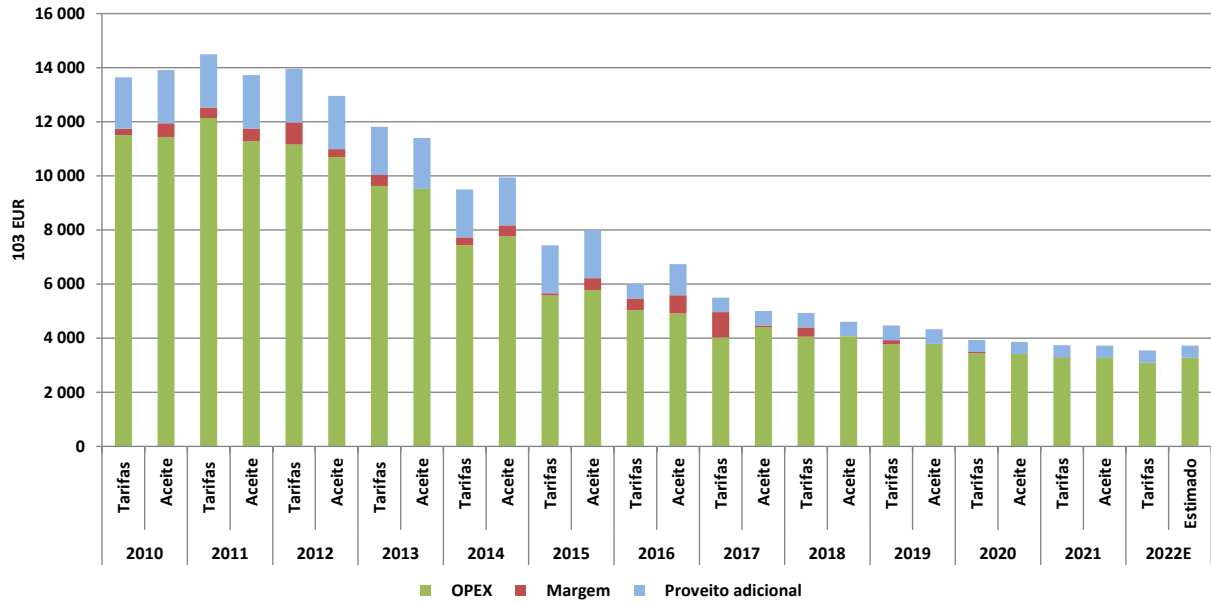
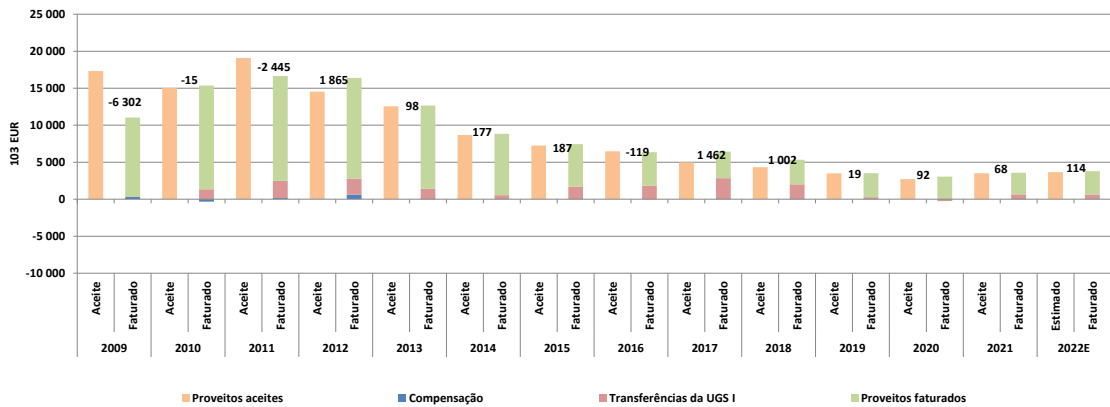


Figura 5-5 - Análise de desvios da LisboaGás
(preços correntes)



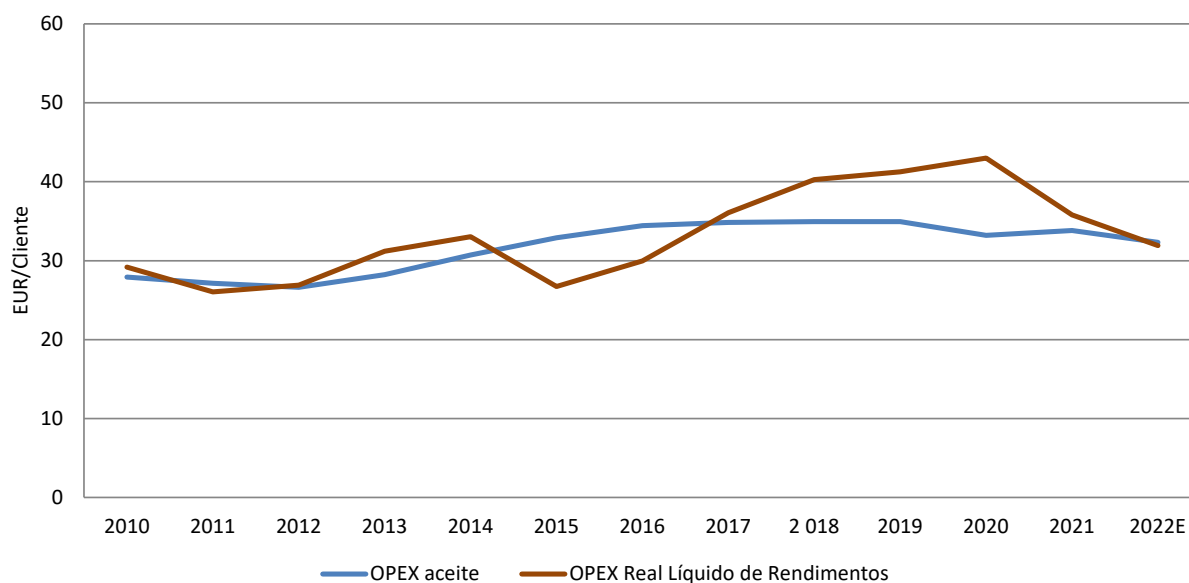
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

A Lisboagás tem seguido a tendência global histórica de decréscimo dos proveitos permitidos. Esta tendência abrandou nos anos de 2016 e 2017.

Numa análise aos desvios totais ocorridos no período em análise destaca-se o ano de 2011, resultante, na sua maioria, de desvios de faturação, os quais foram compensados, em parte, por recebimentos da UGS I. Nos últimos anos, observa-se que os valores dos desvios estão relativamente estáveis e são reduzido montante.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

Figura 5-6 - OPEX por cliente da Lisboagás
(preços constantes de 2022)



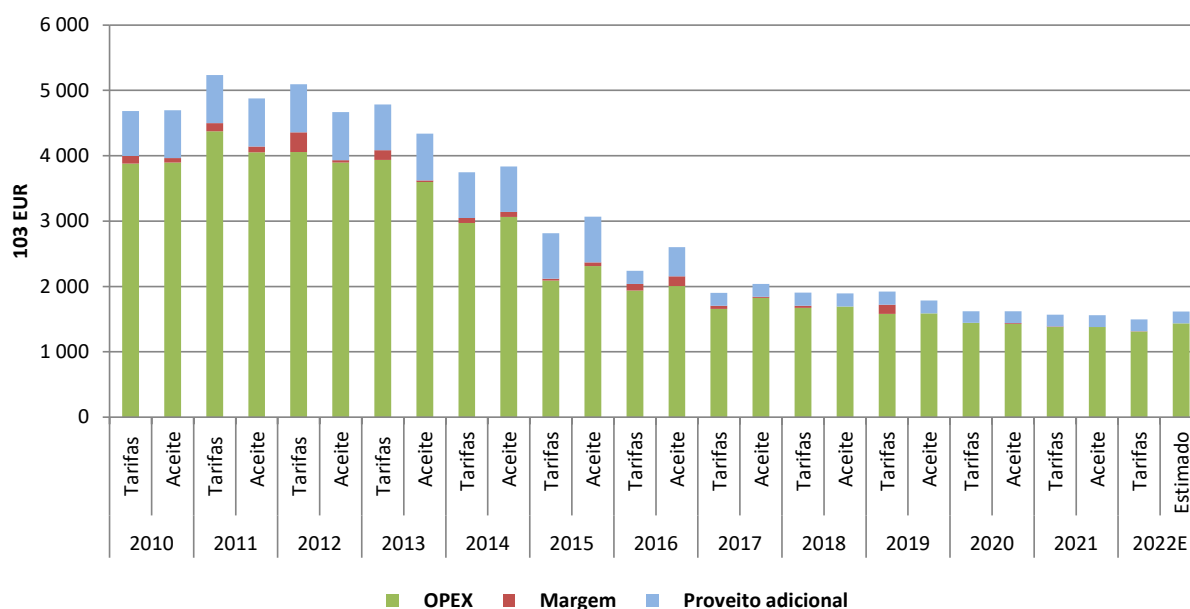
Com a introdução de metas de eficiência, observa-se um comportamento semelhante do OPEX unitário real comparativamente aos proveitos permitidos definitivos (OPEX aceite) até 2014, o que demonstra o esforço da empresa em atingir os parâmetros de eficiência fixados pela ERSE neste período. Contudo, após um decréscimo acentuado em 2015, observa-se uma tendência de crescimento levando os gastos reais para níveis acima do OPEX aceite. O diferencial entre estas duas series corresponde, em certa medida, ao valor do proveito adicional e à margem.

Em termos de OPEX aceite unitário por cliente, observa-se um valor inferior ao valor médio apresentado pelos 11 CURR.

4.2.2 LUSITANIAGÁS

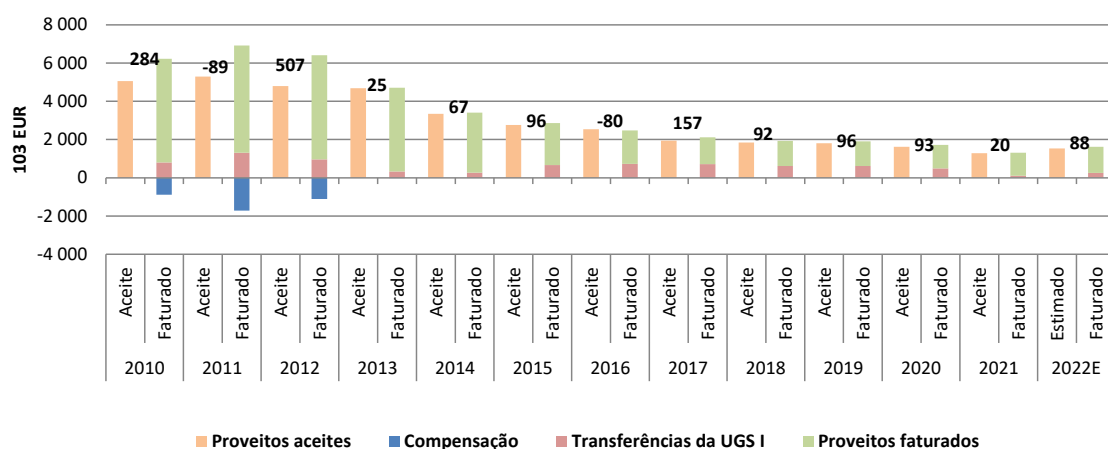
EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 5-7 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás
(preços correntes)



A Lusitaniagás apresenta, tendencialmente, proveitos permitidos definitivos (Aceite) semelhantes aos previstos (Tarifas), o que se traduz em desvios de gastos pouco significativos. O mesmo se passa quando analisamos a Figura 5-8, onde se observa que os desvios totais estão sobretudo a ser influenciados pelas transferências da UGS I e pelas compensações tarifárias entre operadores.

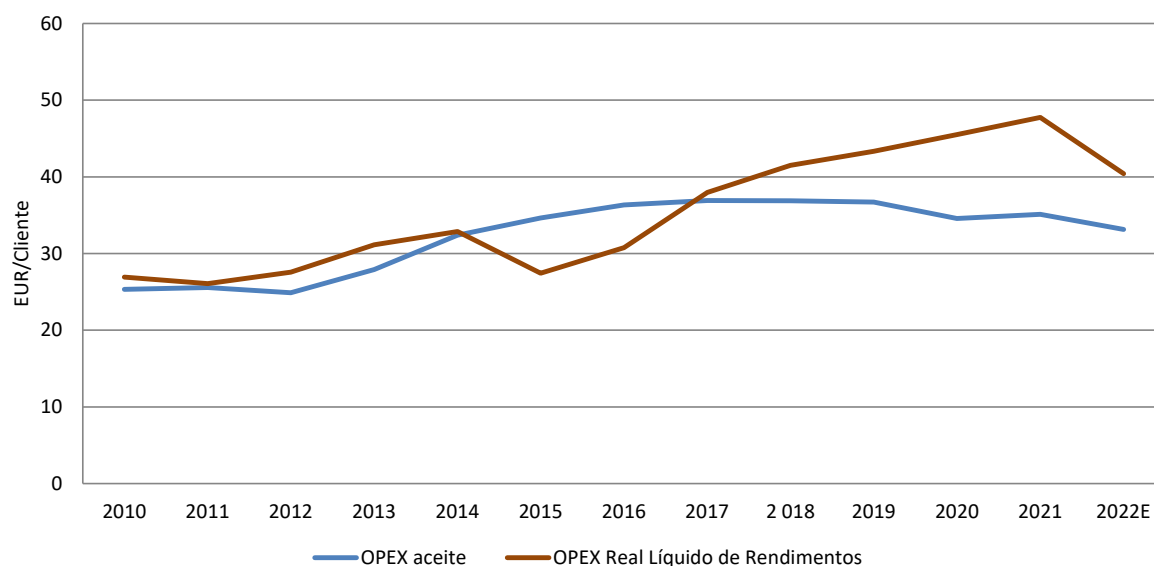
Figura 5-8 - Análise de desvios da Lusitaniagás
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 5-9 - OPEX por cliente da Lusitaniagás
(preços constantes de 2022)



Na Lusitaniagás, à semelhança do ocorrido na Lisboaagás, observa-se na, até 2014, que os custos unitários reais se apresentam, sensivelmente, semelhantes aos proveitos permitidos definitivos (OPEX aceite).

Assim, durante este período, a empresa apresentou uma capacidade de acompanhar a linha de tendência traçada pelas metas de eficiência impostas pelo regulador. Após 2014, observa-se o mesmo comportamento que o observado na Lisboagás, um decréscimo acentuado, em 2015, significando que neste ano e em 2016 os custos unitários reais foram, significativamente, inferiores aos gastos aceites. A partir de 2015 observa-se uma tendência de crescimento dos gastos reais para níveis acima dos gastos agentes (OPEX).

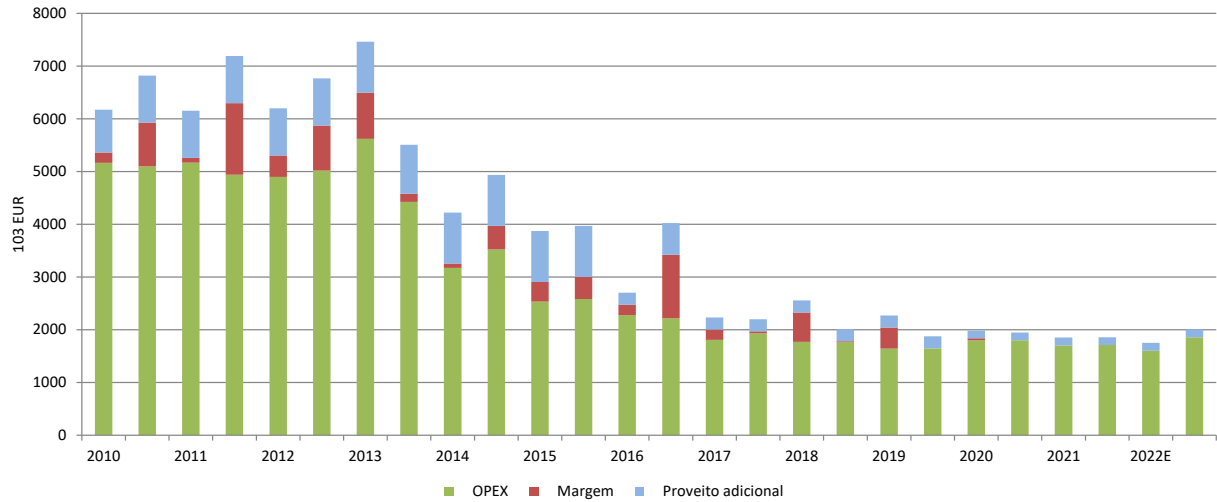
Em termos de OPEX por cliente, observa-se um valor médio ligeiramente acima do valor médio da Lisboagás, e ligeiramente abaixo dos 11 CURR.

4.2.3 EDP GÁS SU

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

A Figura 5-10 compara a evolução dos proveitos permitidos previstos em Tarifas com os proveitos permitidos definitivos calculados em ajustamentos (Aceite). Observa-se que ao longo do período analisado a EDP Gás apurou desvios de gastos a favor da empresa em todos os anos com exceção de 2013 e dos últimos dois anos. No entanto, em 2013 verificou-se o desvio mais significativo de gastos a favor do sistema. Os desvios apurados foram motivados sobretudo i) pela evolução dos indutores de custos (energia e/ou número médio de clientes, de acordo com o ano em questão), bem como ii) pelo cálculo real da margem, em virtude da alteração dos prazos médios de recebimento e pagamento.

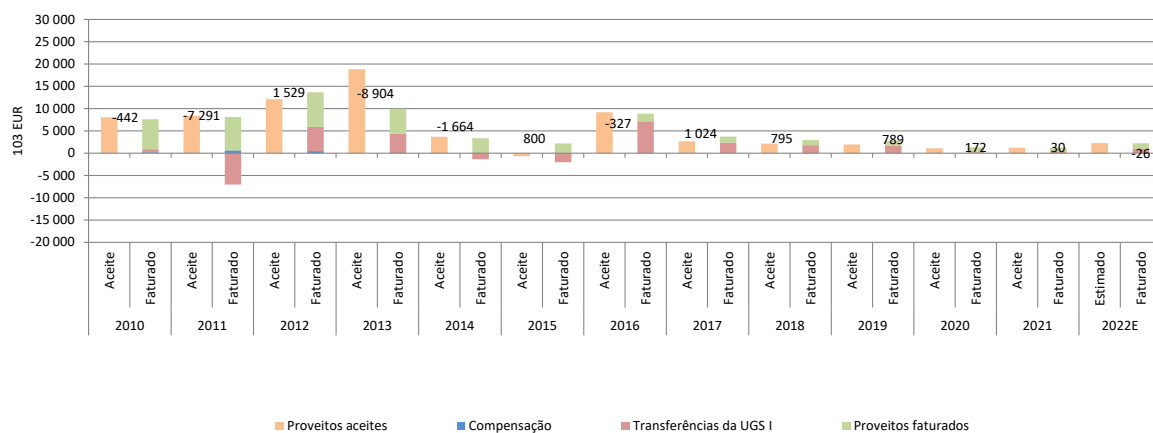
Figura 5-10- Evolução dos proveitos permitidos da EDP Gás SU
(preços correntes)



No que respeita aos desvios totais, presentes na Figura 5-11, destacam-se, os desvios significativos registados em 2011 e 2013. Não obstante estes desvios resultarem, em parte, de desvios de faturação (sobretudo o verificado no ano de 2013), a metodologia de cálculo das transferências da UGS I²⁹ foi a principal rúbrica responsável pelo aumento do desvio tarifário.

²⁹ As transferências da UGS I resultam da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de Comercialização e os proveitos permitidos da função de Comercialização. Esta situação decorre da necessidade de garantir a sustentabilidade económica numa situação de extinção de tarifas.

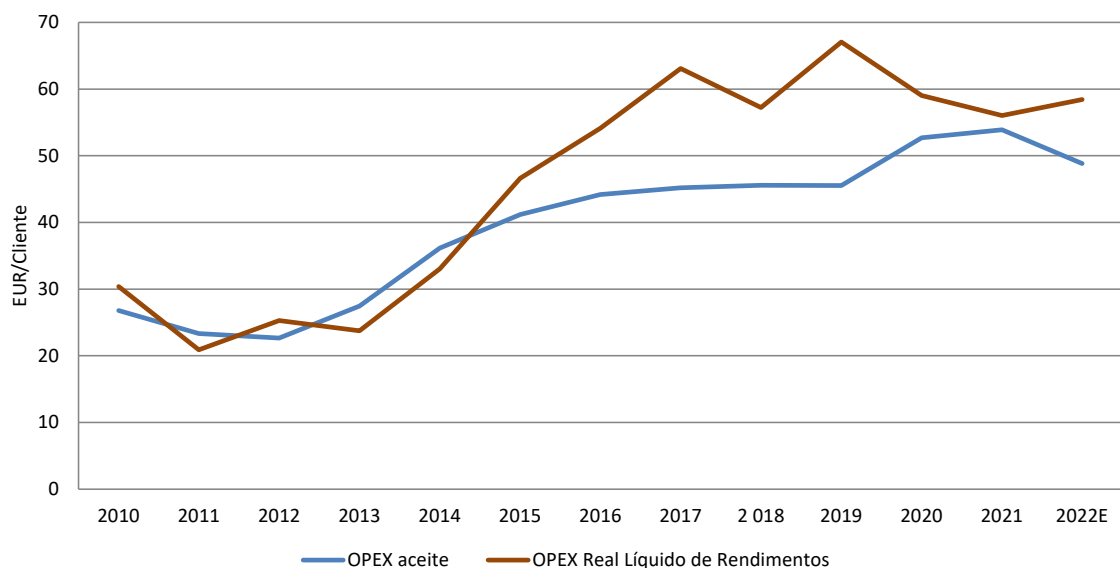
Figura 5-11 - Análise de desvios da EDP Gás SU
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 5-12 - OPEX por cliente da EDP Gás SU
(preços constantes de 2022)



A EDP Gás apresenta, até 2014, uma evolução semelhante entre o nível dos custos unitários reais e os proveitos unitários permitidos definitivos (OPEX aceite). A partir de 2015 observa-se uma divergência entre

estes dois valores ao observar-se uma tendência de crescimento mais acentuada do custo unitário real comparativamente ao custo unitário aceite. Apesar da volatilidade dos gastos reais a partir de 2017, não se observa uma tendência delineada de subida ou descida, mas mantêm-se sempre acima dos gastos aceites.

Em termos de OPEX real por cliente, observa-se um valor médio para os últimos 3 anos fechados, claramente acima do valor médio registado pelos 11 CURR. Esta evolução do custo unitário por cliente poderá evidenciar a necessidade de uma maior adaptação da sua estrutura de gastos à evolução decrescente da respetiva atividade.

4.2.4 SONORGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Ao contrário das empresas já analisadas, a Sonorgás é uma empresa licenciada, pelo que não apresenta na sua estrutura de gastos ou proveito adicional por cliente.

Figura 5-13 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás
(preços correntes)

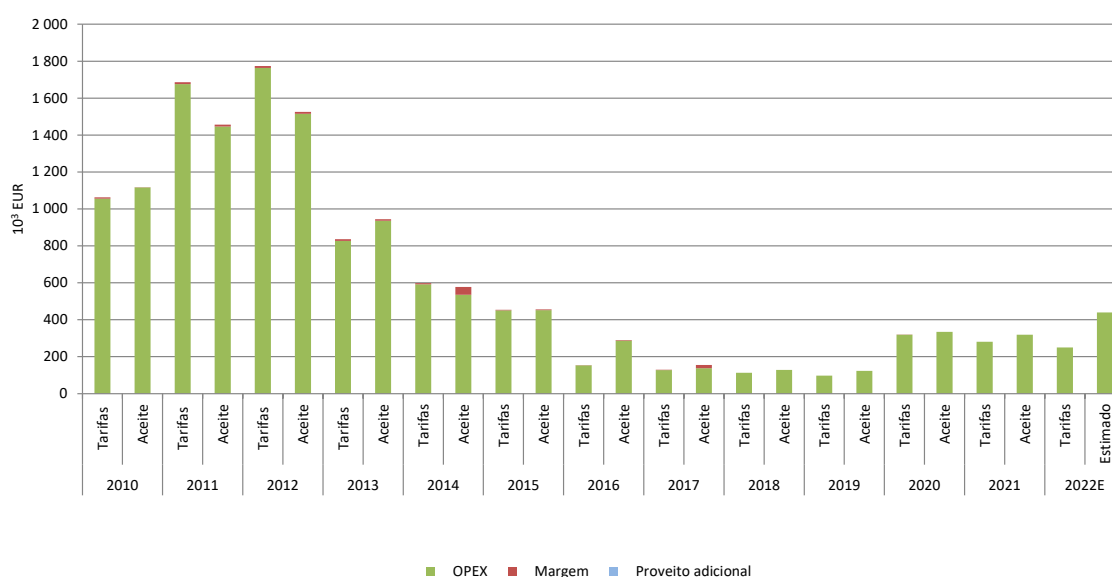
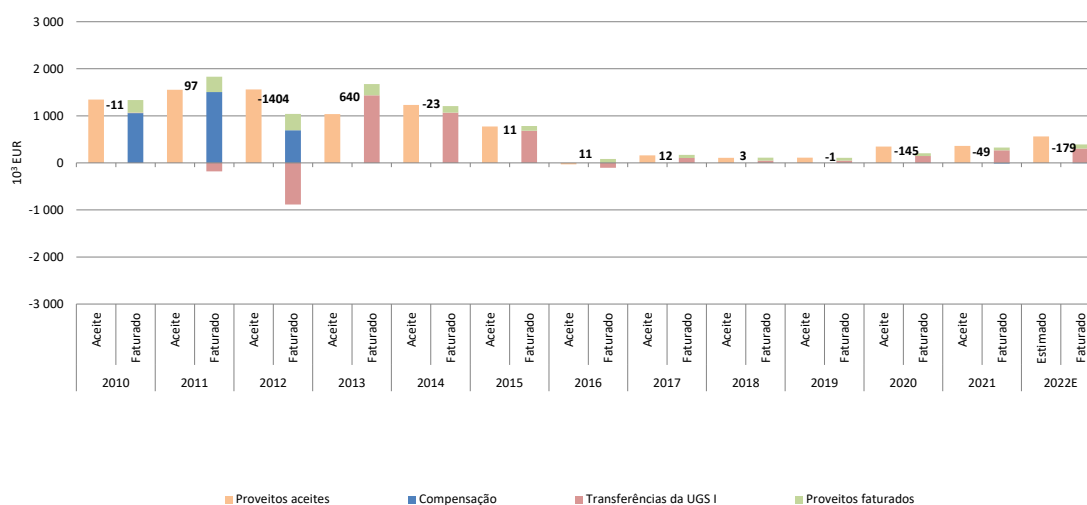


Figura 5-14 - Análise de desvios da Sonorgás
(preços correntes)



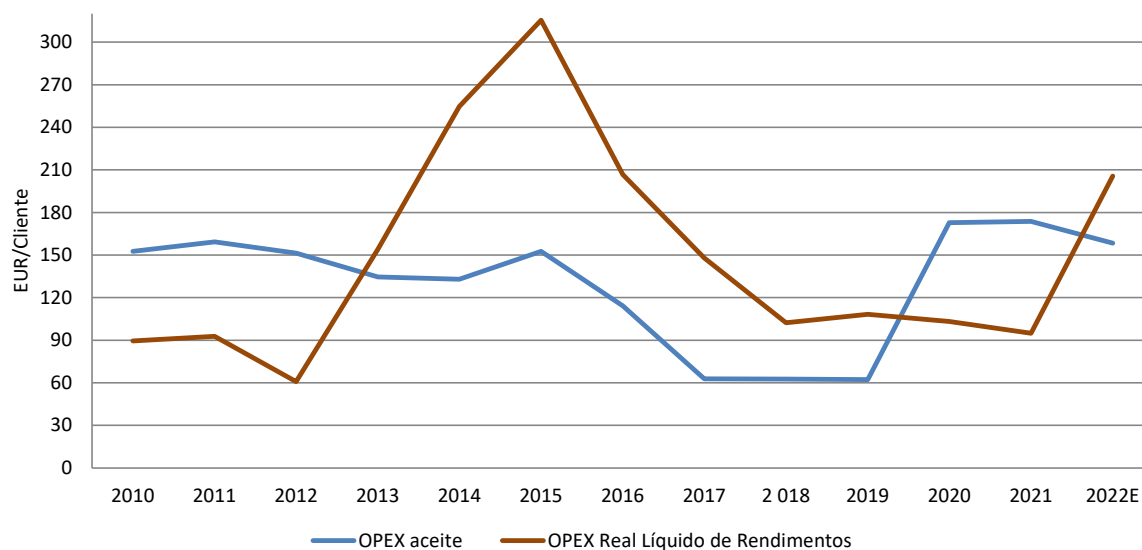
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

Em 2011 e 2012, verificou-se um desvio significativo de custos a devolver ao sistema resultante, em parte, da evolução verificada nos indutores (*drivers*) de custos (energia e clientes, ambos utilizados no respetivo período regulatório). Esta situação inverteu-se em 2013, sendo os anos de 2014 e 2015 marcados por desvios pouco expressivos. Os desvios de 2020 e 2021 deve-se à um desvirtuamento na calibragem da base de custos para o período de regulação 2020 a 2023 decorrente das previsões associadas ao *phasing out* da atividade que não se verificaram

Outro aspeto a destacar é o facto de a Sonorgás ter uma faturação significativamente mais baixa do que os proveitos permitidos, diferença que é minimizada pelas compensações tarifárias e as transferências de UGS I.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

Figura 5-15 - OPEX por cliente da Sonorgás
(preços constantes de 2022)



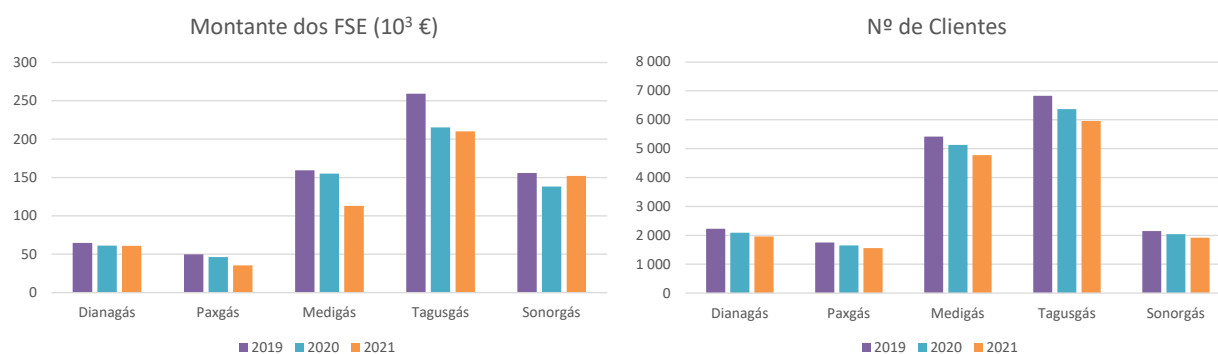
Pela Figura 5-15 é possível observar que o OPEX unitário real, até 2013, registou valores inferiores aos proveitos permitidos definitivos (OPEX unitário aceite). Esta situação é sobretudo motivada pelo facto de se ter verificado, a partir de 2010, uma transferência de custos, na ordem dos 40%, da atividade de Comercialização de gás para a atividade de Distribuição de gás. Deste modo, no período de 2010 a 2012, verifica-se que o OPEX unitário aceite é superior ao OPEX unitário real, ao contrário do que se verifica na atividade de Distribuição de gás, conforme ilustrado anteriormente. De acordo com a Sonorgás, esta transferência de custos deriva de um melhor conhecimento, por parte da empresa, da correta afetação de algumas rubricas do OPEX, as quais anteriormente vinham a ser incorretamente alocadas entre atividades.

No período de 2014 a 2019, a Sonorgás reportou gastos reais significativamente superiores aos gastos aceites, observando-se o pico desta diferença no ano de 2015, sem prejuízo da tendência acentuada do ocorrida nos gastos unitários reais entre 2015 e 2018. Após 2020, o primeiro ano do período de regulação de 2020 a 2023, observa-se gasto reais inferiores aos gastos aceites decorrente da situação suprarreferida.

No entanto, em termos de OPEX real por cliente, a Sonorgás regista um valor médio significativamente superior ao valor médio registado pelos 11 CURR.

Uma análise às rubricas de gastos reais da Sonorgás permitiu observar que o gasto com os Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) é o fator explicativo do elevado gasto unitário real da empresa. A Figura 5-16 permite comparar o nível dos FSE entre os 5 CURr de menor dimensão considerando o número de clientes.

Figura 5-16 – Relação entre FSE e o nº de Clientes



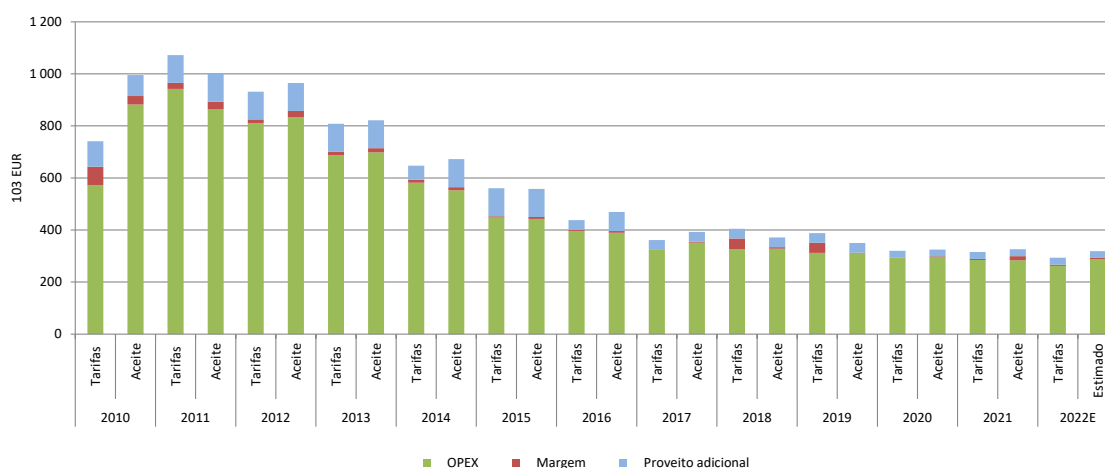
Esta análise permitiu concluir que o custo com FSE da Sonorgás assume valores significativamente superiores face às suas congéneres em termos de dimensão, isto é, face aos CURr com número de clientes similar ou até superior

A amplitude do desfasamento de custos identificada evidencia a clara necessidade de adaptação da estrutura de gastos da Sonorgás não só às especificidades da atividade de Comercialização, como também à sua evolução decrescente presente e futura.

4.2.5 TAGUSGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

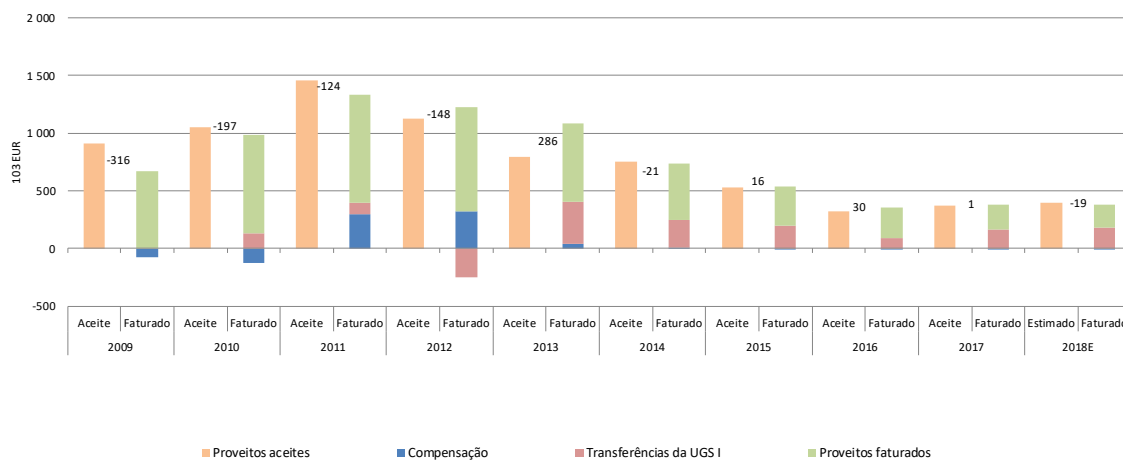
Figura 5-17 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás
(preços correntes)



A Figura 5-17 mostra que, na generalidade dos anos, a Tagusgás apresenta proveitos permitidos definitivos superiores (Aceite) aos previstos (Tarifas), o que se traduz em desvios a receber pela empresa.

A situação relatada anteriormente encontra-se também evidenciada ao nível dos desvios totais, presente na Figura 5-18. Para a generalidade dos anos verificam-se desvios de faturação, os quais são compensados, em parte, pelo efeito das compensações tarifárias e Transferências de UGS I

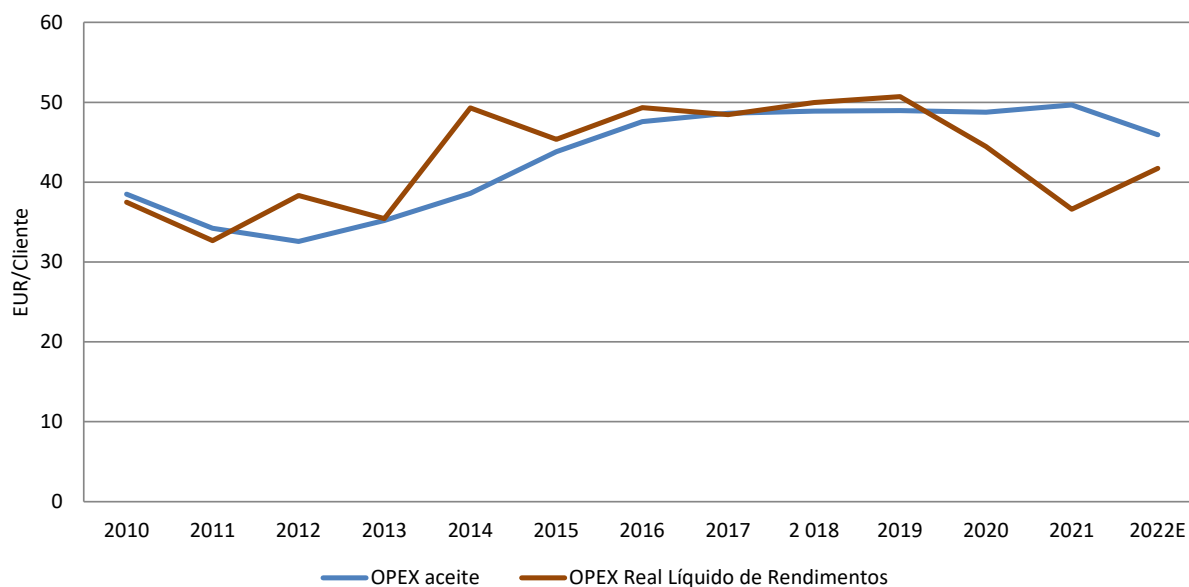
Figura 5-18 - Análise de desvios da Tagusgás
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 5-19 - OPEX por cliente da Tagusgás
(preços constantes de 2022)



Observa-se que até 2019, a Tagusgás apresentou custos reais unitários em linha com os gastos aceites e respetiva tendência. Excecionalmente, em 2012 e 2014, a Tagusgás apresentou custos unitários reais sensivelmente superiores aos proveitos permitidos (OPEX aceite). Nos primeiros dois anos do período de regulação de 2020 a 2023, observa-se uma tendência de decréscimo dos gastos reais unitários para níveis inferiores aos gastos aceites que se têm apresentado, relativamente estáveis desde de 2016.

Em termos de OPEX por cliente, observa-se que em 2021 a empresa passou a empresa um valor médio custo inferior à média dos 11 CURr mas superior ao valor médio do Grupo Floene.

5 ANÁLISE DA RENTABILIDADE

Neste capítulo avalia-se o desempenho das empresas no decorrer da sua atividade regulada comparando as taxas de remuneração reais que as empresas obtiveram (tendo em conta as contas reguladas), com as taxas de remuneração teóricas associadas ao custo de capital definidas pela ERSE para o período de regulação. Este capítulo contempla ainda a avaliação do equilíbrio económico-financeiro através das contas estatutárias das empresas. Através desta análise será, igualmente, possível observar qual o impacto que as metodologias regulatórias têm na rentabilidade das empresas.

5.1 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

A atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência no OPEX, e por uma metodologia de alisamento do custo do capital ao nível do CAPEX, que terminou no primeiro semestre de 2016. De acordo com a metodologia de cálculo de proveitos permitidos, os custos de exploração aceites para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL são determinados, desde 2010, através de um mecanismo tipo *price cap* com uma componente fixa e componentes variáveis, sujeitas a metas de eficiência. Esta metodologia é, na prática, semelhante a um *revenue cap*, visto a componente variável assumir um peso bastante reduzido (cerca de 20%)³⁰.

Ao nível do CAPEX, foi definido no início da regulação da atividade, em 2007, a aplicação de uma metodologia de alisamento do custo com capital³¹, inicialmente por um período de 40 anos, alterada posteriormente, em 2010, para um período de alisamento de 10 anos.

De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR³² para as atividades reguladas.

- **RoR regulatório** – Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos reais da empresa apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos. Os ativos considerados para cálculo do RoR correspondem aos ativos remunerados

³⁰ Para o período de regulação 2024-2027 a componente variável dos custos controláveis de OPEX passa a representar 10%.

³¹ Custo aceite e amortização do investimento, com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios)

³² Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês “*rate of return*”, para designar a taxa de rentabilidade, que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos.

(RAB³³) que não incluem os imobilizados em curso, não aceites para efeitos regulatórios, e incluem o IMT pago aquando da compra de ações no âmbito do processo de aquisição da REN Atlântico.

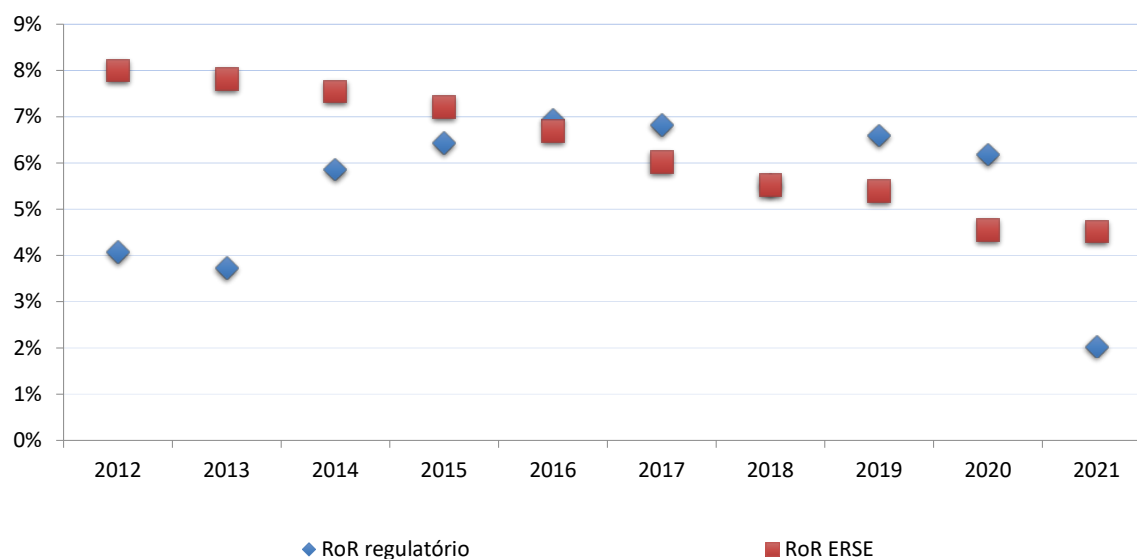
- **RoR ERSE** - Corresponde à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE para cada período de regulação, sendo determinada anualmente em função das metodologias de cálculo em vigor a cada momento.

A Figura 6-1 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, que, de um modo geral, têm vindo a diminuir, em linha com o contexto financeiro nacional. Recorde-se as taxas de remuneração definidas pela ERSE (RoR ERSE) está parcialmente indexada à evolução das *yields* das OT a 10 anos

Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi até 2015 inferior ao RoR definido pela ERSE. Entre 2016 e 2018, os RoR regulatório e ERSE situaram-se, praticamente, ao mesmo nível. Na base desta aproximação está o esforço de diminuição dos custos reais da empresa que havia sido iniciado em 2015. Nos anos de 2019 e 2020 o RoR regulatório foi superior ao RoR definido pela ERSE baixando significativamente em 2021. Estes desvios decorrem das receitas extraordinárias obtidas com os prémios de leilão de capacidade, que foram posteriormente devolvidas aos consumidores.

³³ *Regulatory Asset Base*

Figura 6-1 - Taxa de remuneração da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



5.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

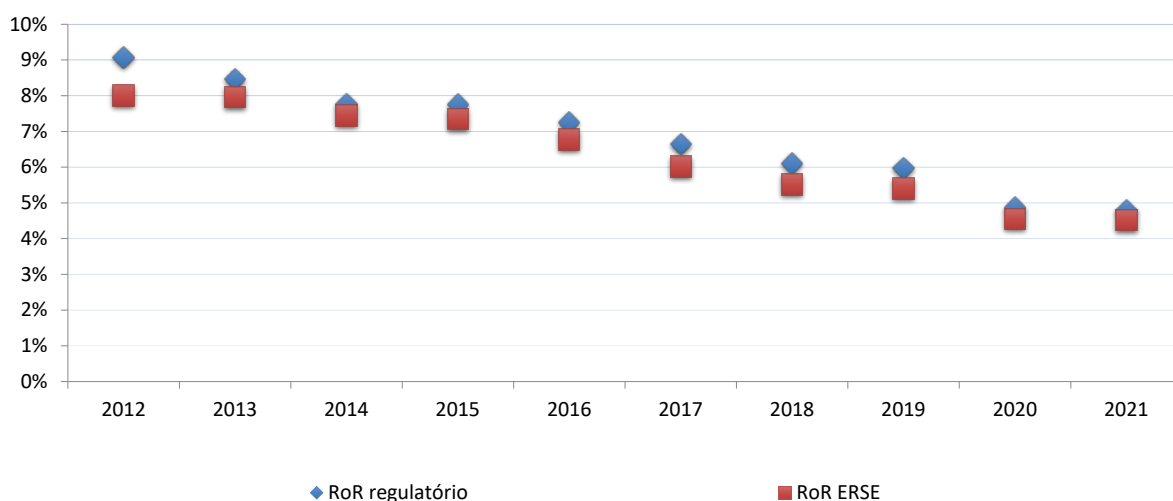
O operador da rede de transporte de gás (ORT) desenvolve as atividades de Transporte de gás e de Gestão Técnica Global do SNG.

A atividade de Transporte de gás é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência no OPEX e por uma metodologia de custos aceites com remuneração do ativo ao nível do CAPEX.

As formas de cálculo dos RoR, são explicitadas no ponto anterior.

A Figura 6-2 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Transporte de gás, que têm vindo a diminuir de forma sustentada no período em análise, refletindo o contexto financeiro nacional.

Figura 6-2 - Taxa de remuneração da atividade de Transporte



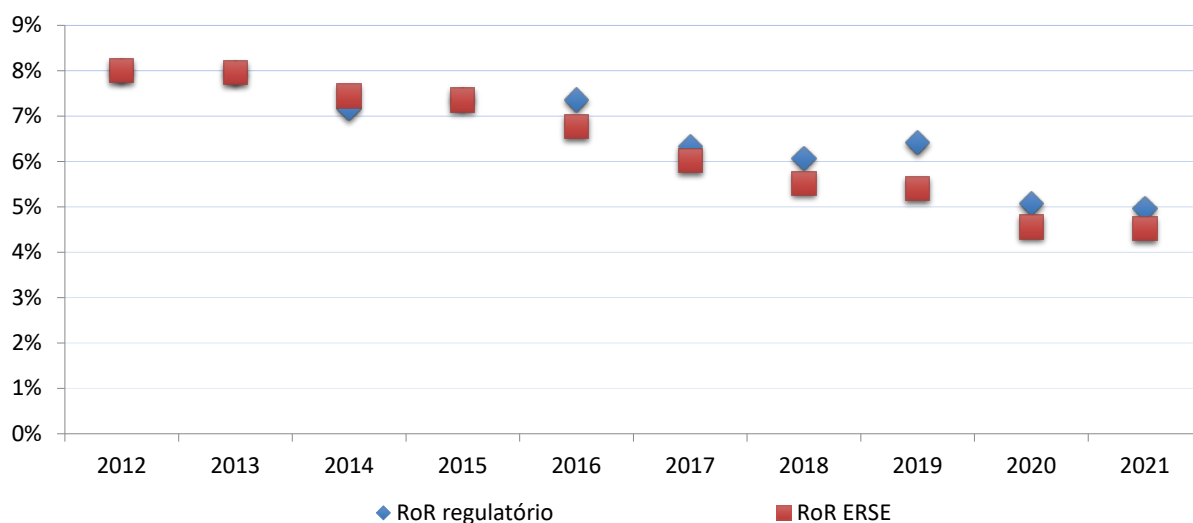
Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de Transporte de gás foi sempre ligeiramente superior ao RoR definido pela ERSE, sendo que esta diferença tem sido cada vez mais relevante. Esta diferença sinaliza a capacidade da empresa em ultrapassar as metas de eficiência definidas pela ERSE.

ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

A atividade de Gestão Técnica Global do SNG foi regulada até ao final do primeiro semestre de 2016, regulada por custos aceites ao nível do OPEX. No período de regulação iniciado em 1 de julho de 2016, foi implementada uma metodologia de regulação por custos eficientes, na componente do OPEX referente à aquisição de serviços do grupo, enquanto as restantes parcelas de custos de OPEX mantiveram a regulação por custos aceites. No período de regulação 2020-2023 continuou a aplicar-se uma metodologia mista de regulação, sendo que a parcela regulada por custos aceites passou a estar relacionada com os custos que incorrem de imposições europeias ao operador de sistema, nomeadamente os custos relacionados com a subscrição e acesso a plataformas informáticas. Os restantes custos de OPEX, inclusive os custos com aquisição de serviços do grupo, estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência.

A Figura 6-3 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-3 - Taxa de remuneração da atividade de Gestão Técnica Global do SNG



Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de Gestão Técnica Global do SNG está em linha com o RoR definido pela ERSE, com exceção do ano de 2019.

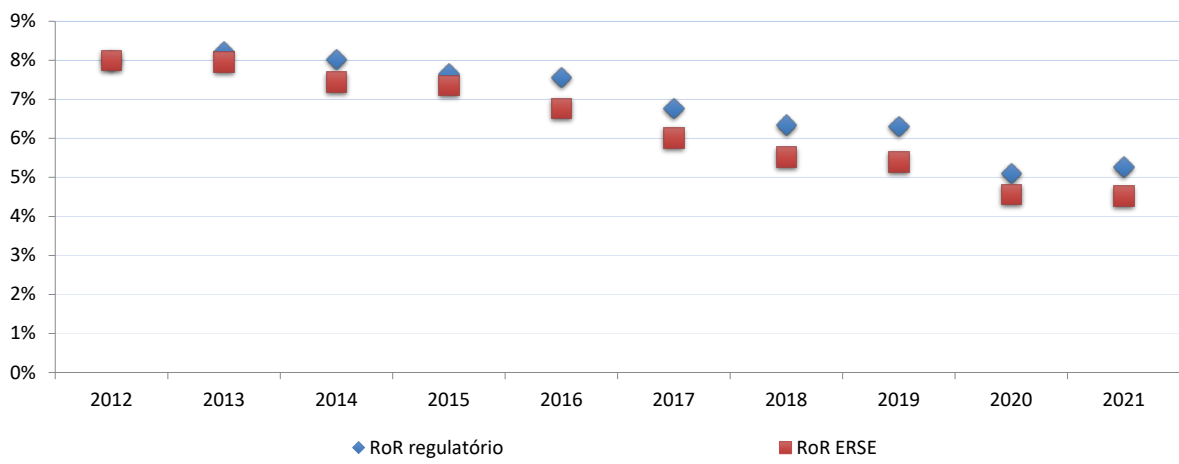
5.3 ATIVIDADE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás foi desenvolvida, até maio de 2015, por dois operadores, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, altura em que os ativos da Transgás Armazenagem foram adquiridos pela REN Armazenagem ao abrigo do contrato de trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem em 25 de julho de 2014, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015.

A taxa de rentabilidade desta atividade é influenciada, entre outros fatores, pela metodologia de regulação utilizada. A atividade de Armazenamento Subterrâneo foi regulada até final do 1º semestre de 2013 através de uma metodologia de custos aceites ao nível do OPEX e do CAPEX (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Desde julho de 2013 a regulação do OPEX passou a ser efetuada através de custos eficientes mantendo-se a metodologia de regulação já aplicada anteriormente ao nível do CAPEX.

A Figura 6-4 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das *yields* das OT a 10 anos.

Figura 6-4 - Taxa de remuneração da atividade de Armazenamento Subterrâneo



Verifica-se que o RoR regulatório esteve em linha com o RoR definido pela ERSE até 2015, sendo superior a partir de 2016. Esta situação ocorreu a partir do momento em que a atividade de Armazenamento Subterrâneo passou a ser desenvolvida na íntegra por apenas um operador, sugerindo a obtenção de ganhos de escala. Tal como nas restantes atividades, observa-se uma diminuição dos RoR, refletindo a evolução do contexto financeiro.

5.4 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Distribuição de gás tem seguido uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*³⁴ e do tipo *rate of return* (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios) ao nível do CAPEX.

De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR³⁵ para a atividade de Distribuição.

- **RoR regulatório** – Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos reais apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos. Os ativos considerados neste cálculo são os ativos reais excluindo os imobilizados em curso e os contadores, não aceites para efeitos de regulação, e adicionados da reavaliação inicial, apenas aceite para efeitos regulatórios de acordo com o contrato de concessão.
- **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 e está associado ao cálculo do custo de capital.

A comparação entre o RoR regulatório e o RoR ERSE é importante na medida em que permite avaliar o desempenho da empresa e a respetiva rentabilidade num determinado ano. Desta forma, devem ser eliminadas todas as rubricas de anos anteriores, designadamente, os ajustamentos de anos anteriores e a rubrica da “Reposição gradual da neutralidade financeira”. No entanto, e de forma a permitir avaliar o impacte dessa rubrica, na análise global é apresentado o RoR regulatório com e sem aquele montante.

Numa primeira abordagem serão analisados os ORD na sua totalidade e posteriormente é realizada uma análise para cada uma das maiores empresas de cada grupo económico.

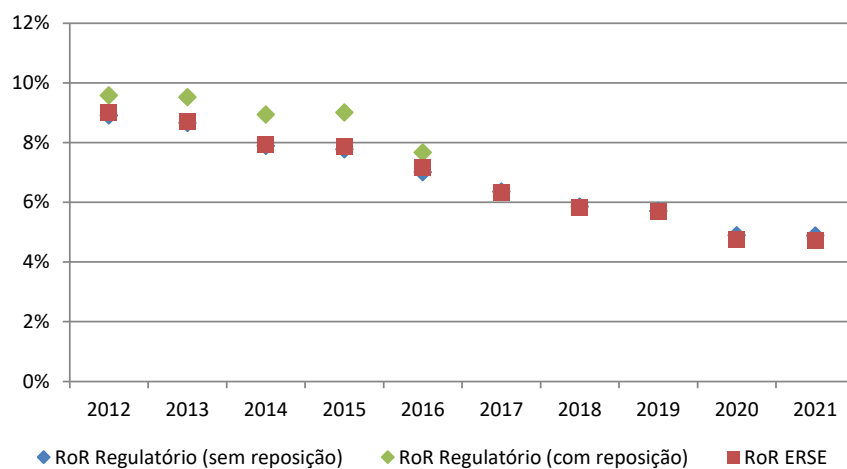
5.5 TOTAL DOS 11 ORD

A comparação entre a taxa de remuneração estabelecida pela ERSE e a taxa de remuneração efetivamente obtida pelas empresas é efetuada na figura seguinte para a globalidade dos ORD.

³⁴ Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

³⁵ Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês “*rate of return*”, para designar a taxa de rentabilidade, que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos.

Figura 6-5 - Taxa de remuneração dos 11 ORD



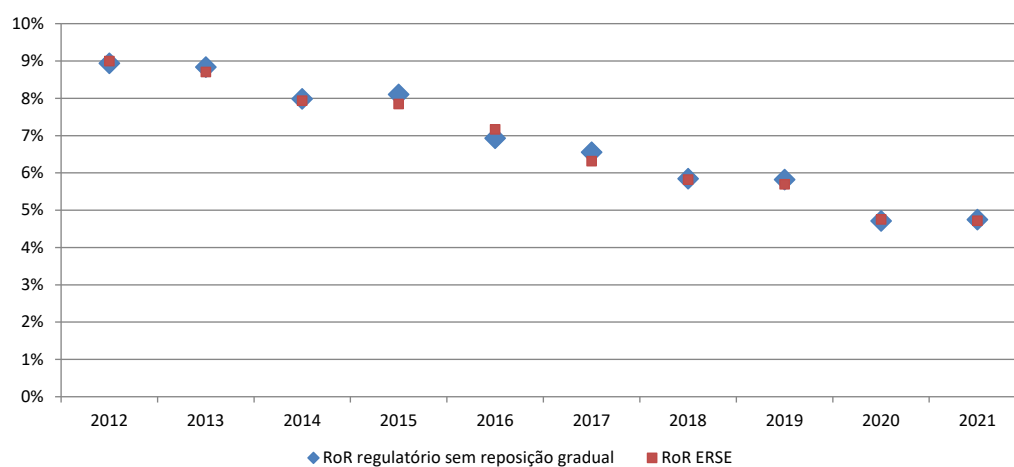
Nota: A reposição gradual da neutralidade financeira terminou em 2016.

Na análise do RoR regulatório é possível observar que retirando a rubrica da “Reposição gradual da neutralidade financeira”, os valores são muito próximos do RoR ERSE. A maior ou menor distância registada nos cálculos efetuados representa a maior ou menor facilidade com que as empresas conseguem atingir a eficiência imposta pelo Regulador.

5.6 LISBOAGÁS

A Figura 6-6 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Lisboagás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-6 - Taxa de remuneração Lisboagás

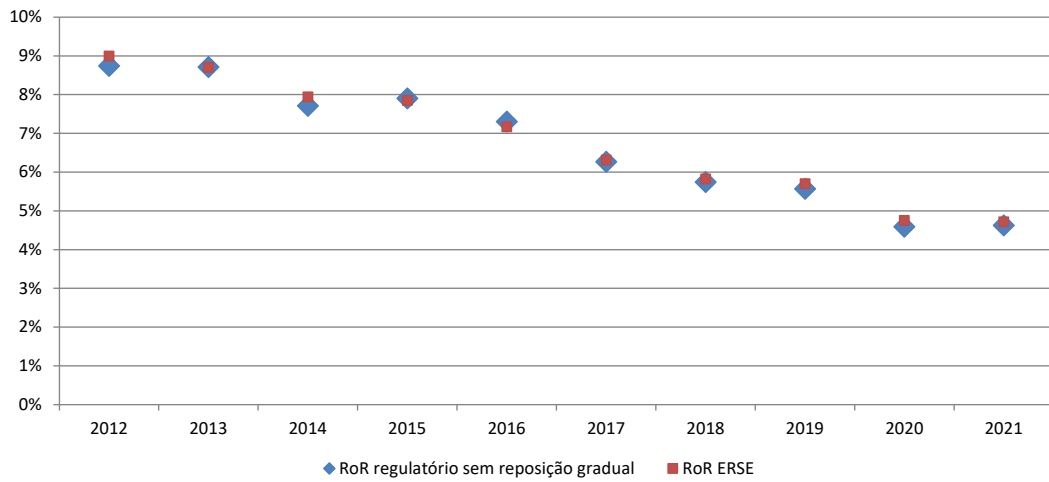


Pode-se observar que o RoR regulatório (sem reposição gradual da neutralidade financeira) e o RoR ERSE apresentam taxas muito próximas, o que indicia que a empresa tem conseguido atingir as metas de eficiência definidas pela ERSE.

5.7 LUSITANIAGÁS

A Figura 6-7 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Lusitaniagás, tendo em conta o cálculo regulatório. Como se observa, as conclusões são idênticas às apresentadas para a Lisboagás.

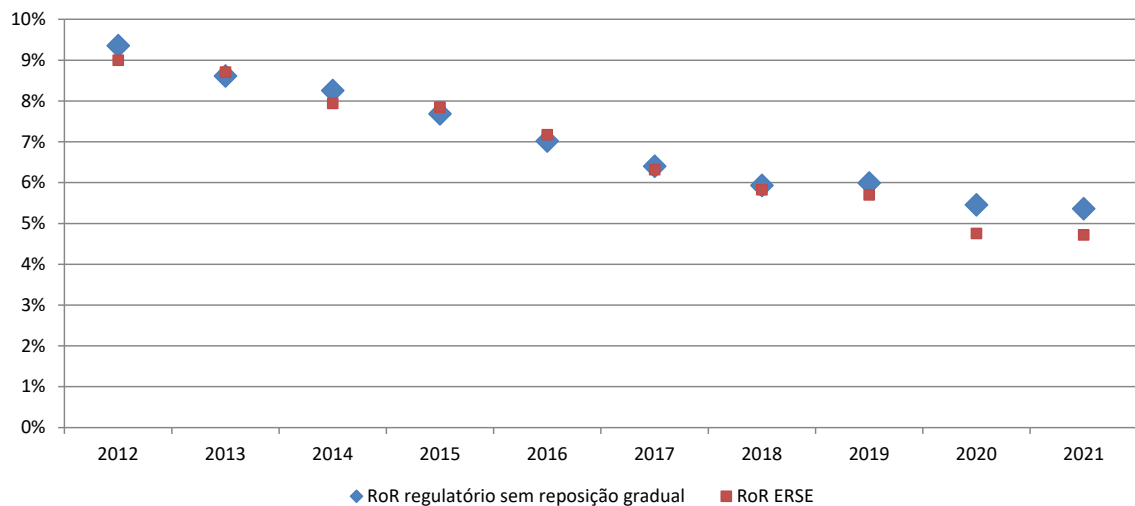
Figura 6-7 - Taxa de remuneração Lusitaniagás



5.8 REN PORTGÁS

A Figura 6-8 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na REN Portgás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-8 - Taxa de remuneração REN Portgás

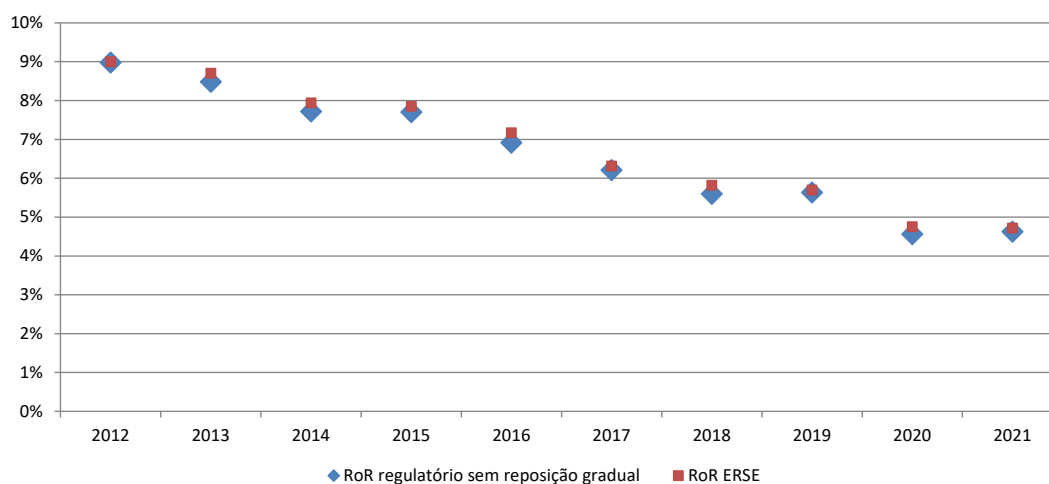


As diferenças entre as taxas apresentadas nos anos de 2012 e de 2014 é justificada pela trajetória dos custos reais da empresa que foram inferiores aos proveitos permitidos associados ao OPEX. Esta situação volta a acontecer a partir de 2019, tal como já apresentado nas análises do desempenho da REN Portgás.

5.9 SETGÁS

A Figura 6-9 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Setgás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-9 - Taxa de remuneração Setgás

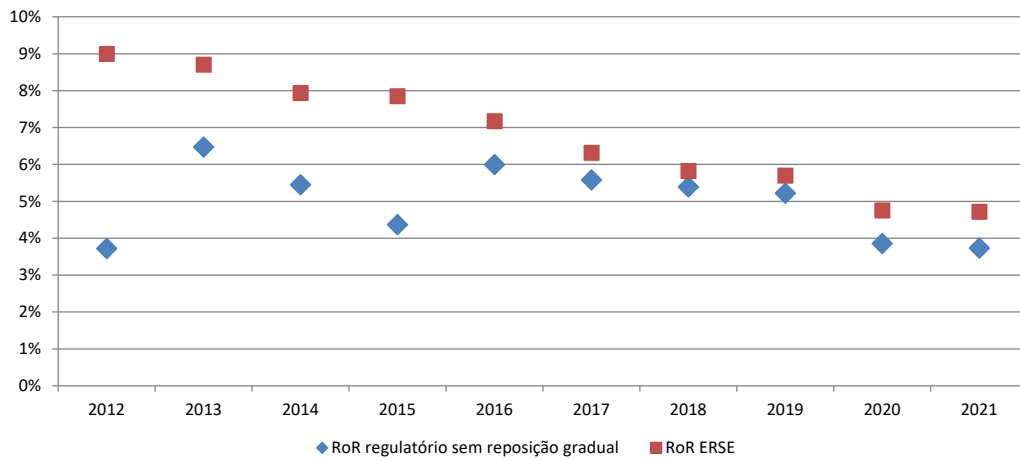


A Setgás, à semelhança das outras empresas já analisadas, apresenta um RoR regulatório sem reposição gradual da neutralidade financeira muito próximo do RoR ERSE.

5.10 SONORGÁS

A Figura 6-10 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Sonorgás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-10 - Taxa de remuneração Sonorgás



A comparação do RoR regulatório e do RoR ERSE, tal como já referido, traduz a maior ou menor dificuldade da empresa em atingir as metas de eficiência impostas pelo regulador. No caso da Sonorgás verifica-se uma grande diferença entre as duas taxas, em especial até 2015. Esta situação reflete o facto de os gastos reais da empresa serem superiores aos proveitos permitidos. No entanto, é de salientar que nos últimos anos há uma maior aproximação entre o RoR regulatório e o RoR ERSE, situação já explanada na análise à evolução dos custos da Sonorgás.

6 GLOSSÁRIO

Ativo Bruto: Para efeitos desta análise, o ativo bruto corresponde aos custos de aquisição dos ativos fixos tangíveis e intangíveis, incluindo quaisquer custos diretamente atribuíveis.

Ativo Líquido = Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos

CAPEX = Remuneração do RAB + Amortizações do exercício

OPEX = Fornecimentos e Serviços Externos + gastos com Pessoal + Outros gastos Operacionais Líquidos de Outros rendimentos

Proveitos aceites = Proveitos permitidos definitivos do ano sem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores

Proveitos aceites ajustamento = Proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos com o efeito dos ajustamentos de anos anteriores

Proveitos faturados = proveitos faturados com a aplicação de tarifas

Proveitos tarifas = Proveitos permitidos previstos do ano considerados em tarifas

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

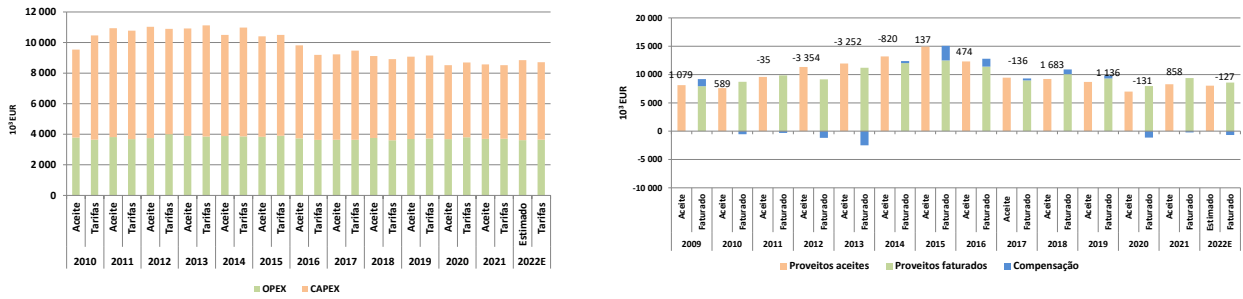
ANEXOS

I ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

I.1 BEIRAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

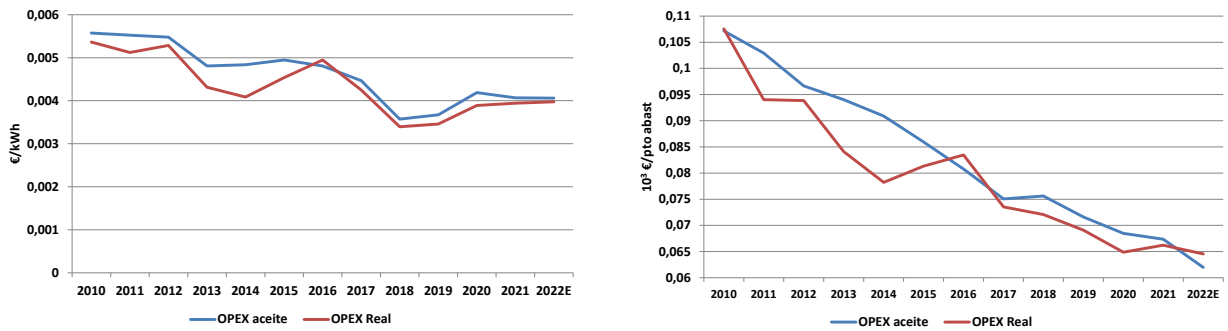
Figura I - 1 - Proveitos permitidos e análise de desvios
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

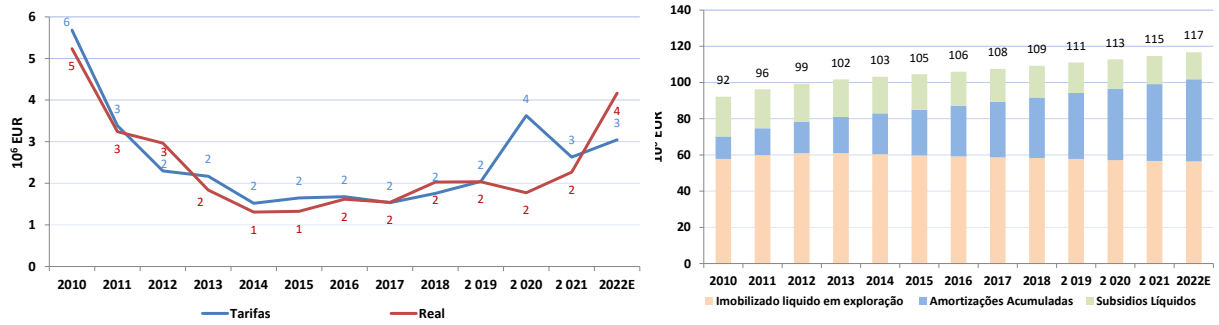
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 2 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2022)



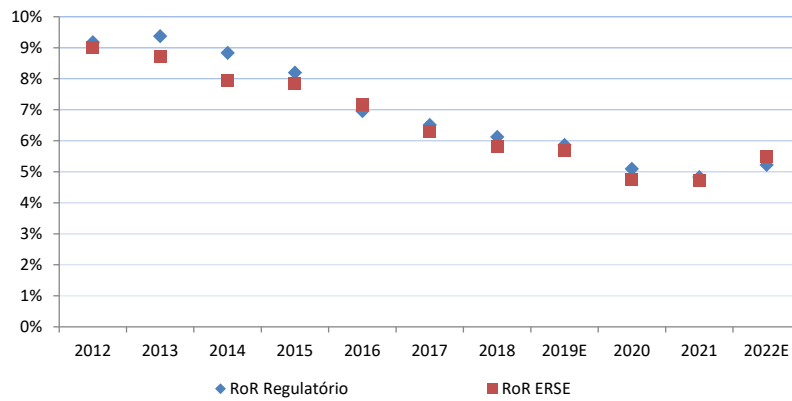
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 3 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

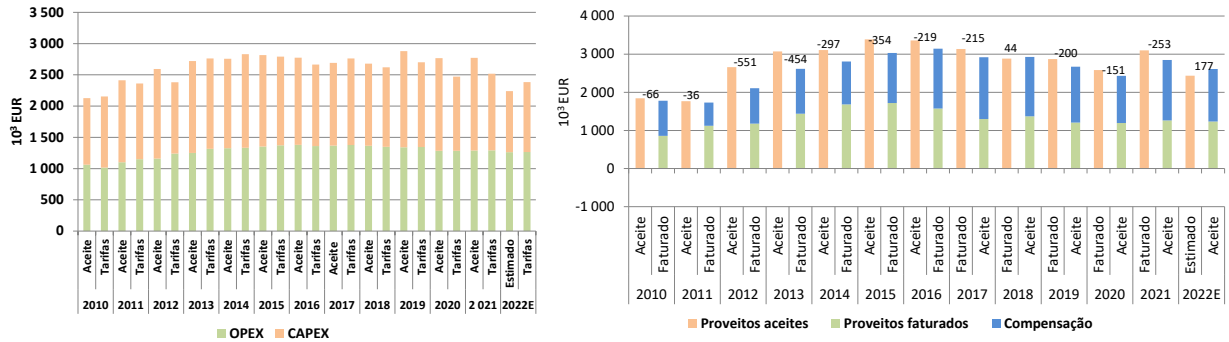
Figura I - 4 - Taxa de remuneração



I.2 DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

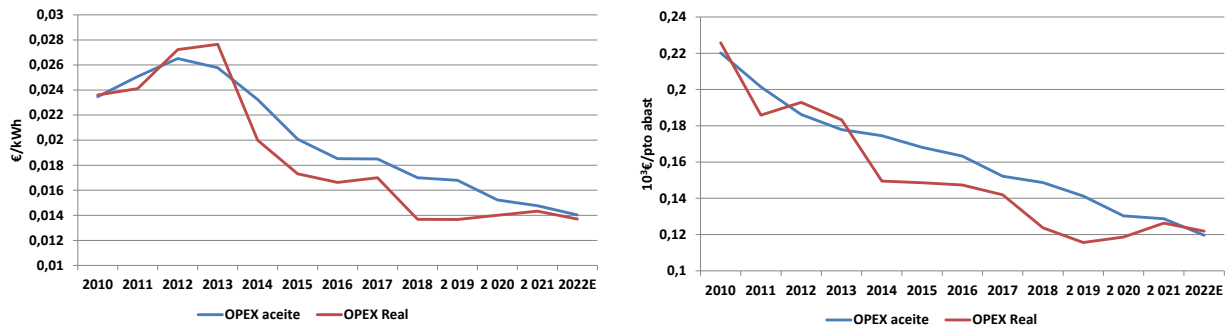
Figura I - 5 - Proveitos permitidos e análise de desvios
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

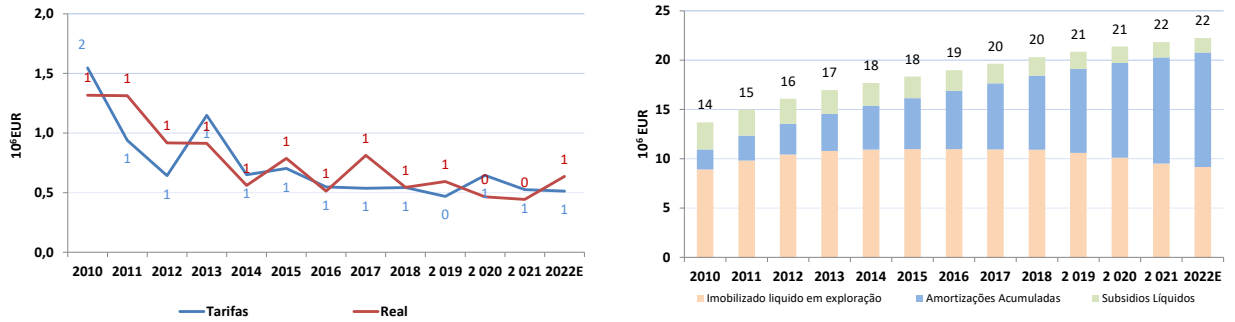
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 6 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2022)



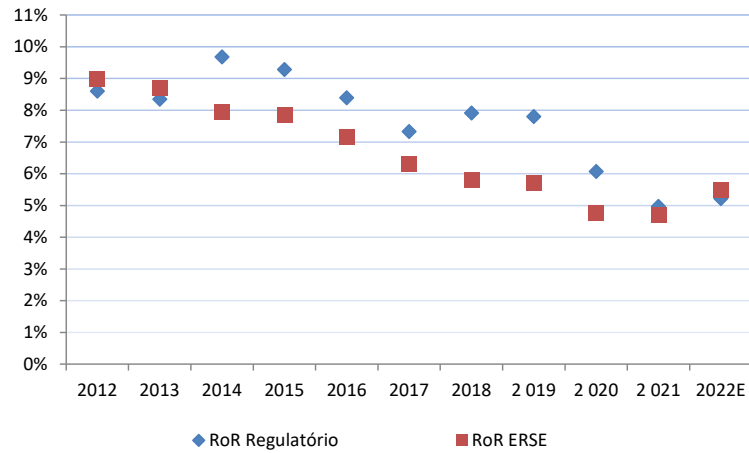
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 7 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

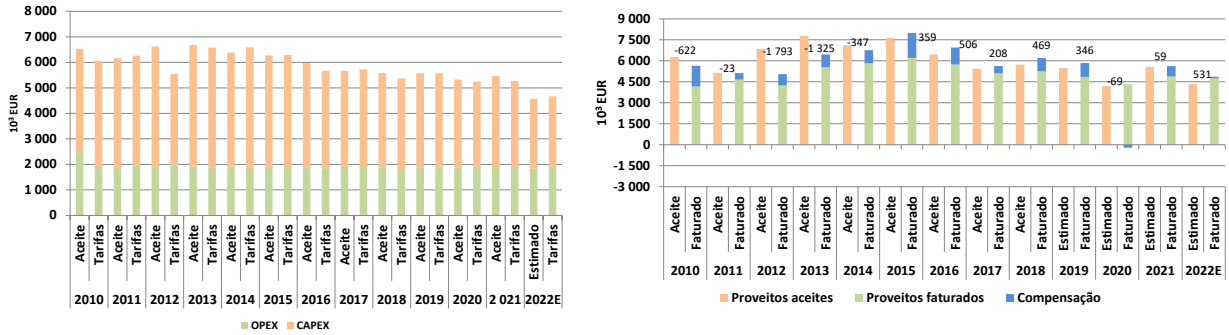
Figura I - 8 - Taxa de remuneração



1.3 DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

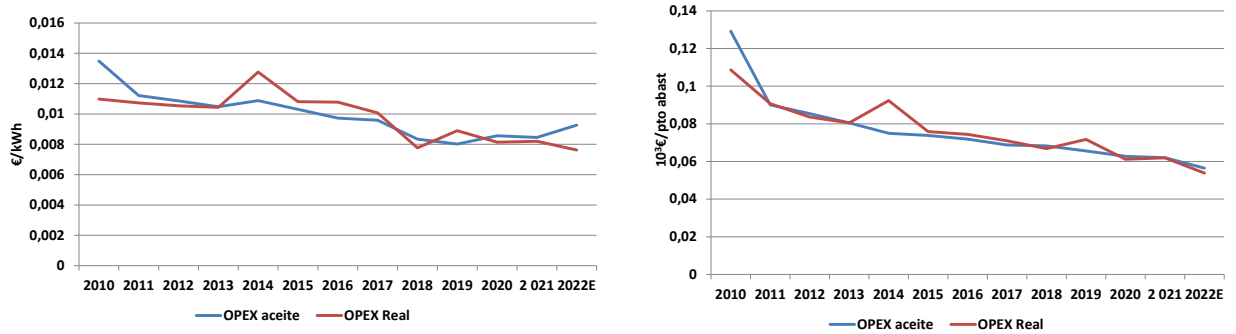
Figura I - 9 - Proveitos permitidos e análise de desvios
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

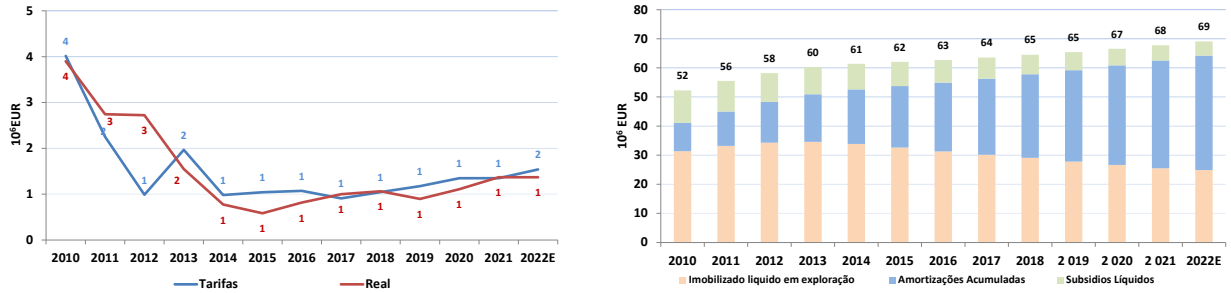
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 10 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2022)



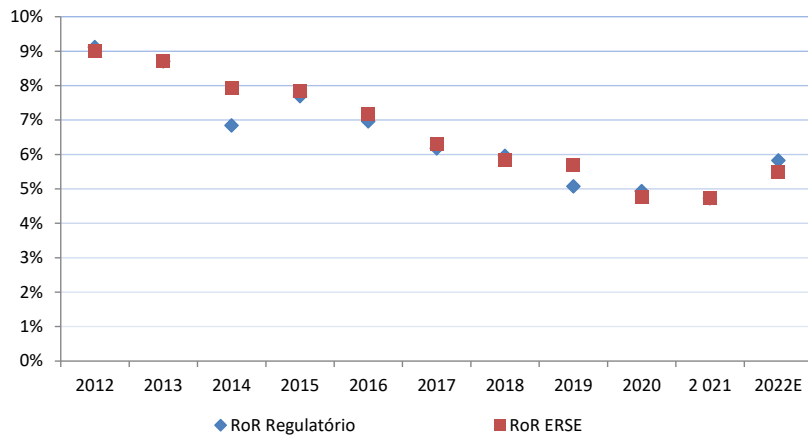
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 11 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

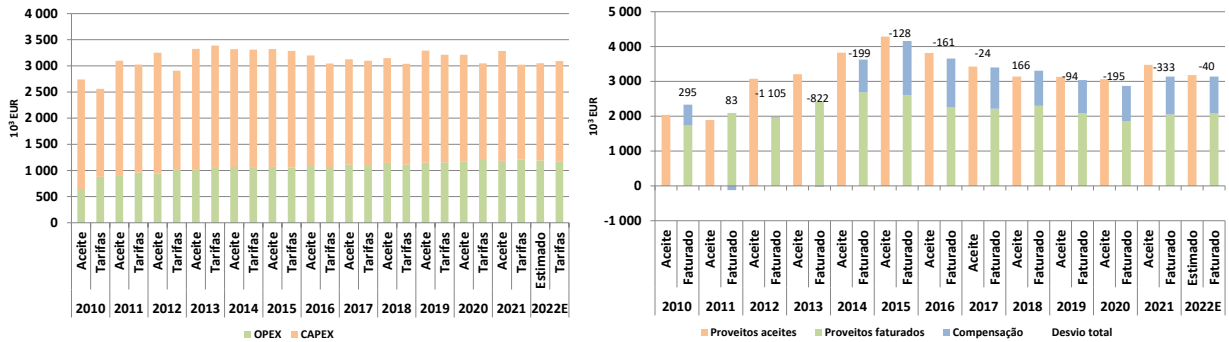
Figura I - 12 - Taxa de remuneração



I.4 MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

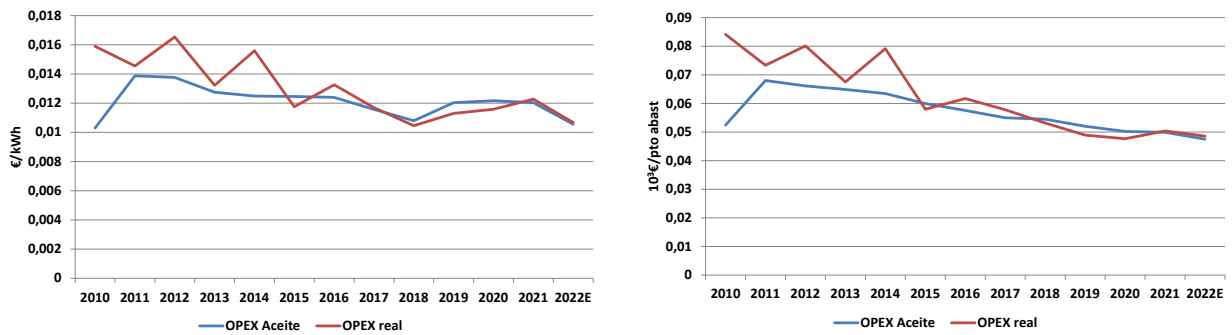
Figura I - 13 - Proveitos permitidos e análise de desvios
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

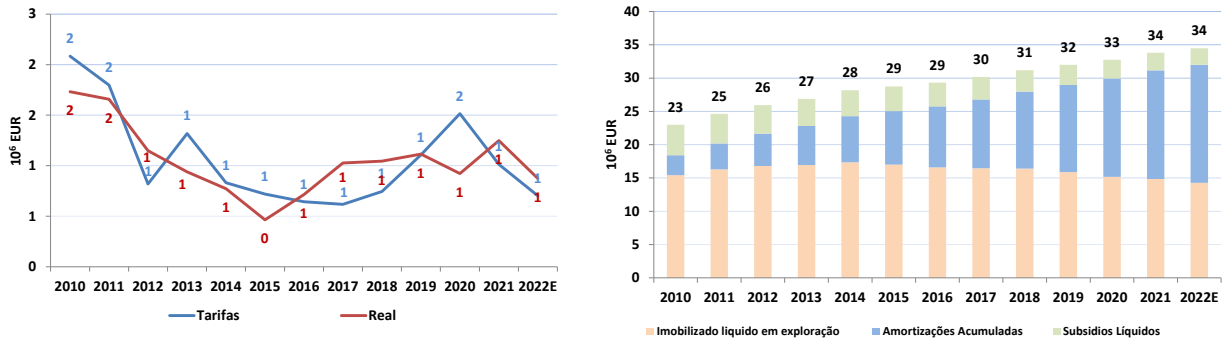
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 14 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2022)



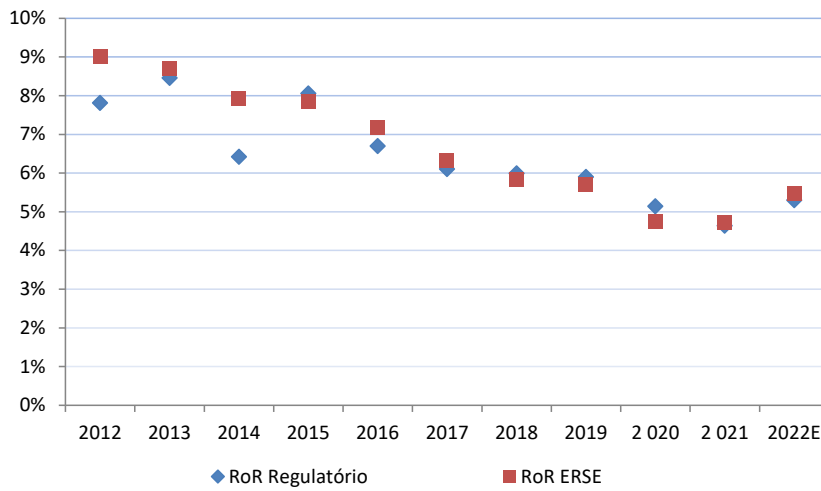
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 15 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

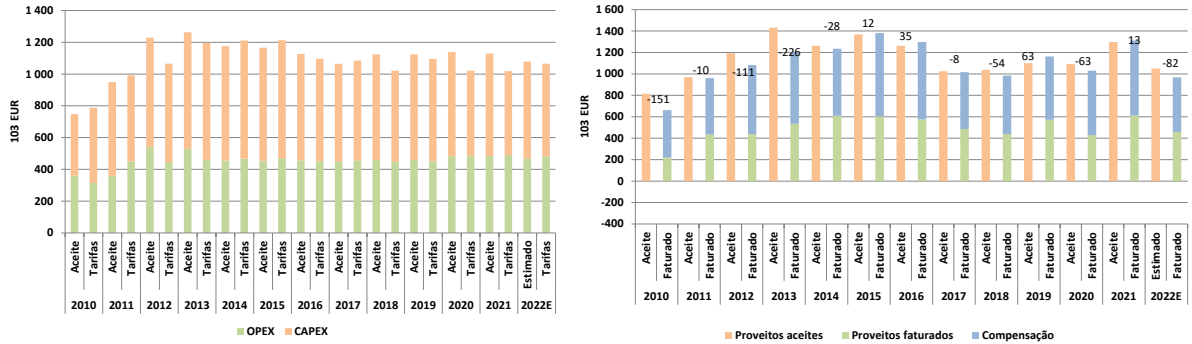
Figura I - 16 - Taxa de remuneração



1.5 PAXGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

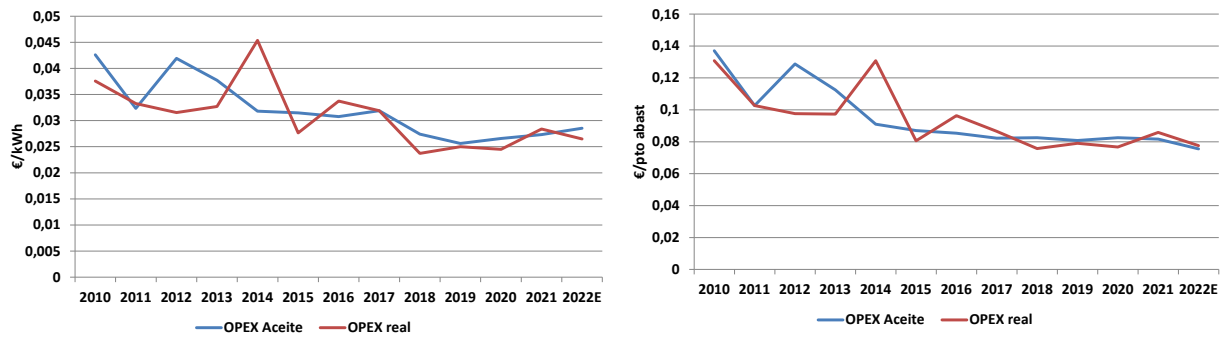
Figura I - 17 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

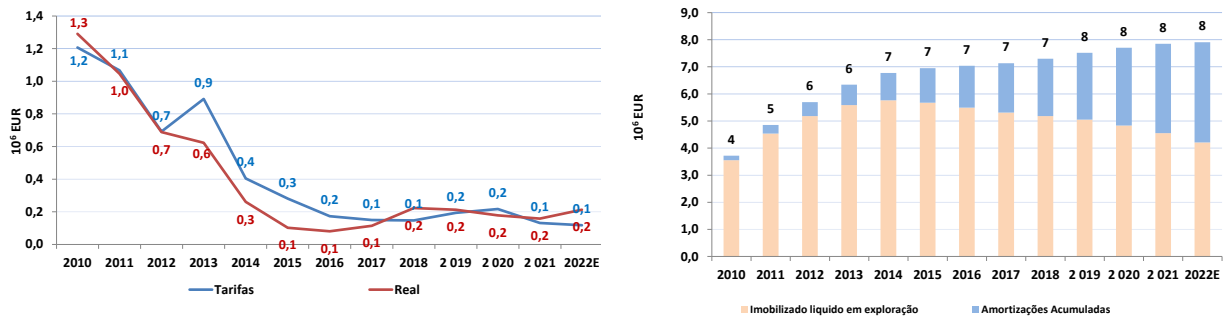
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 18 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2022)



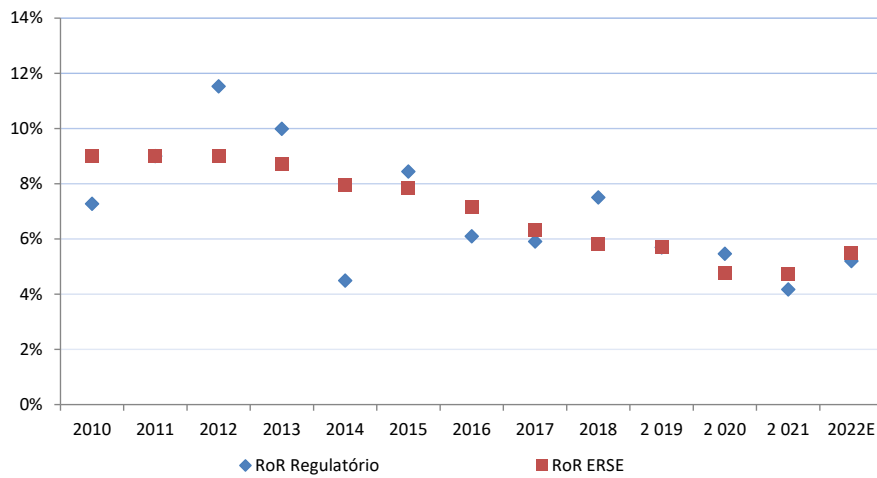
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 19 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura I - 20 - Taxa de remuneração



I.6 TAGUSGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

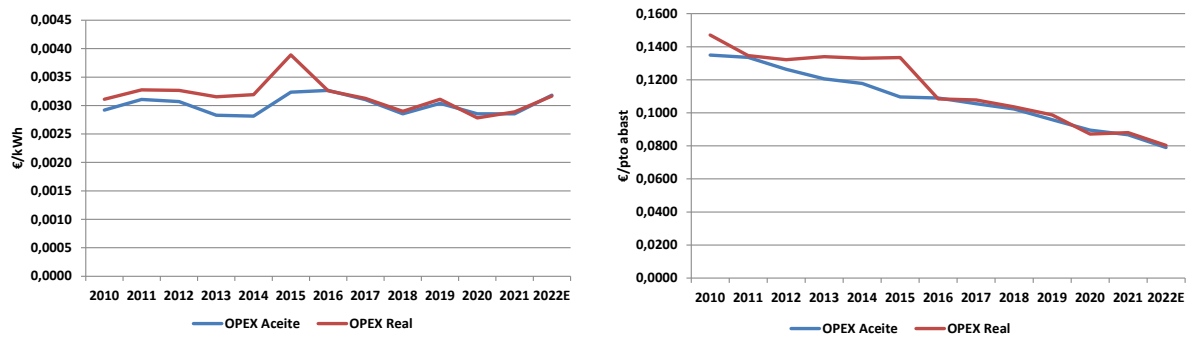
Figura I - 21 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

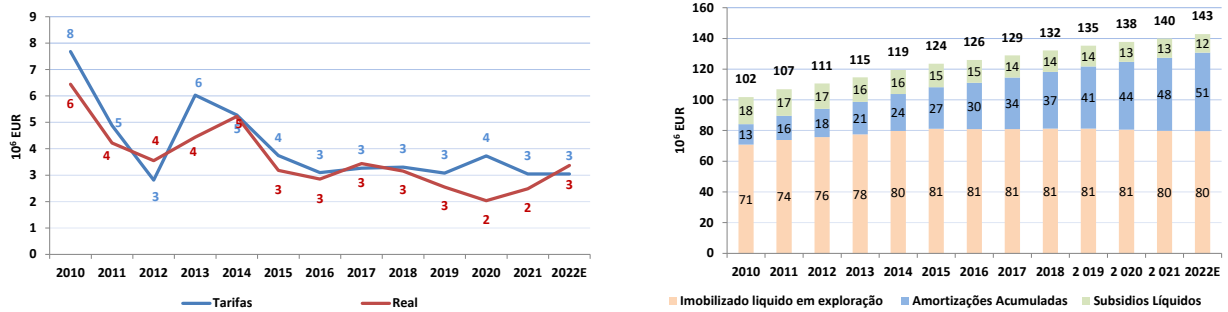
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 22 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2022)



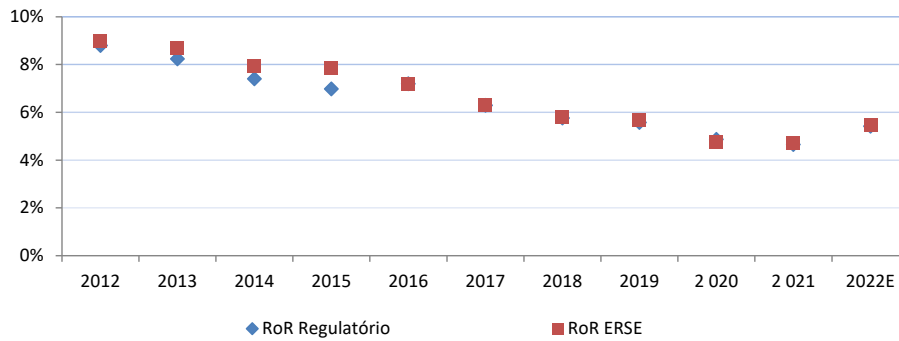
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 23 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura I - 24 - Taxa de remuneração

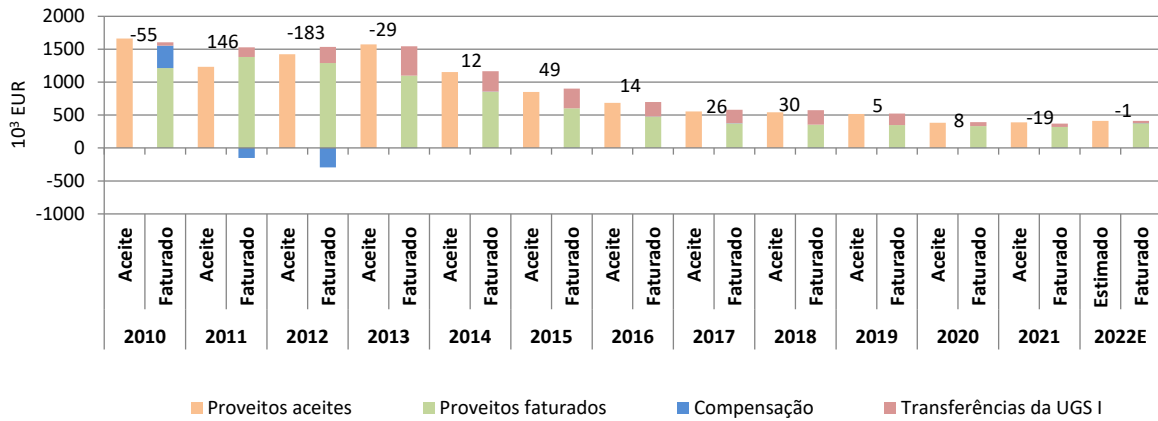
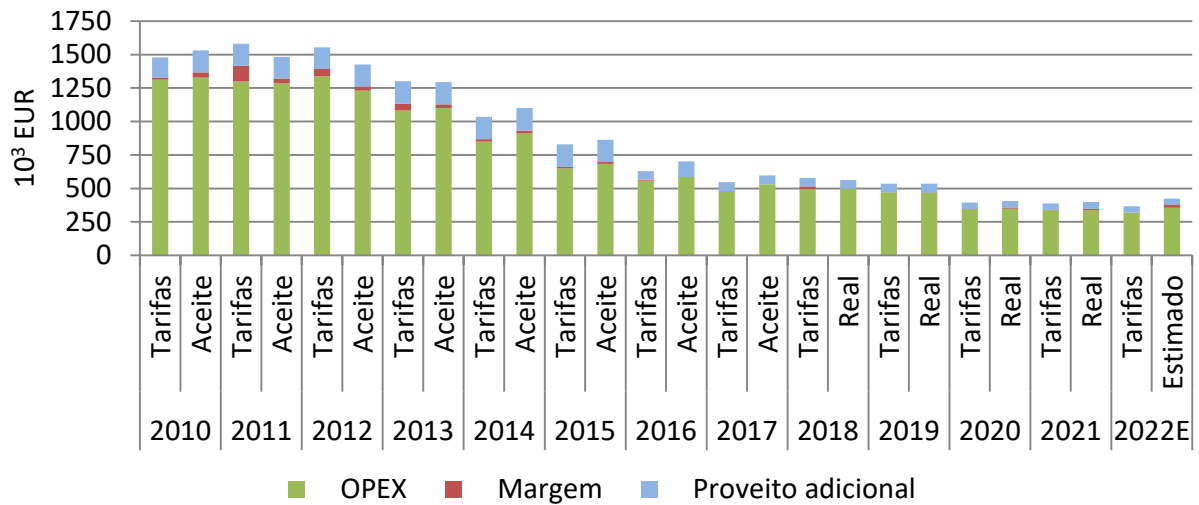


II ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

II.1 BEIRAGÁS

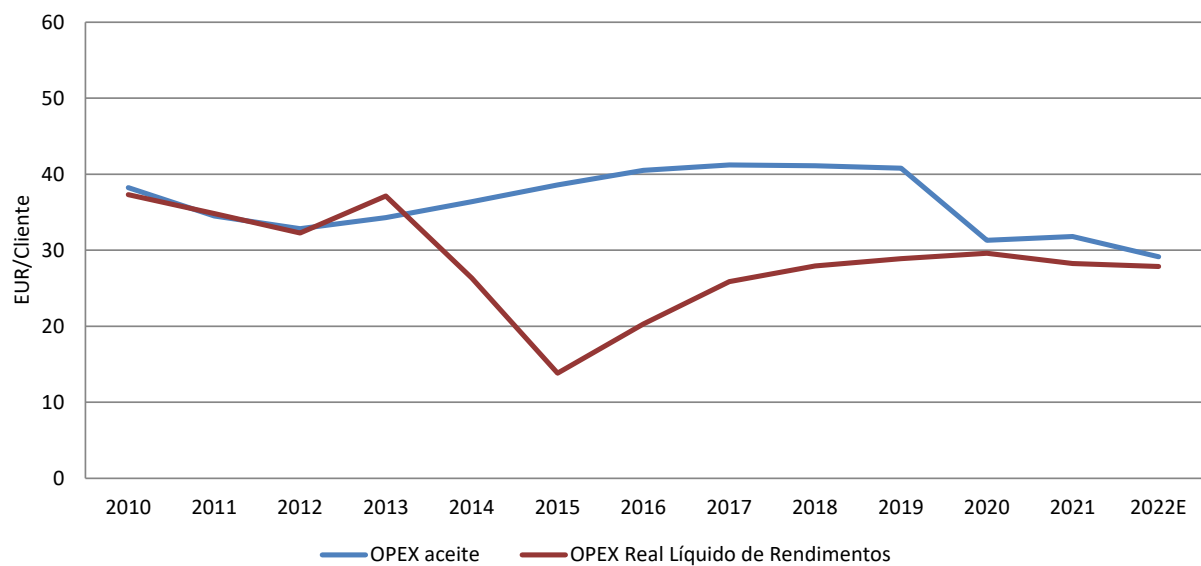
EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura II - 1 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

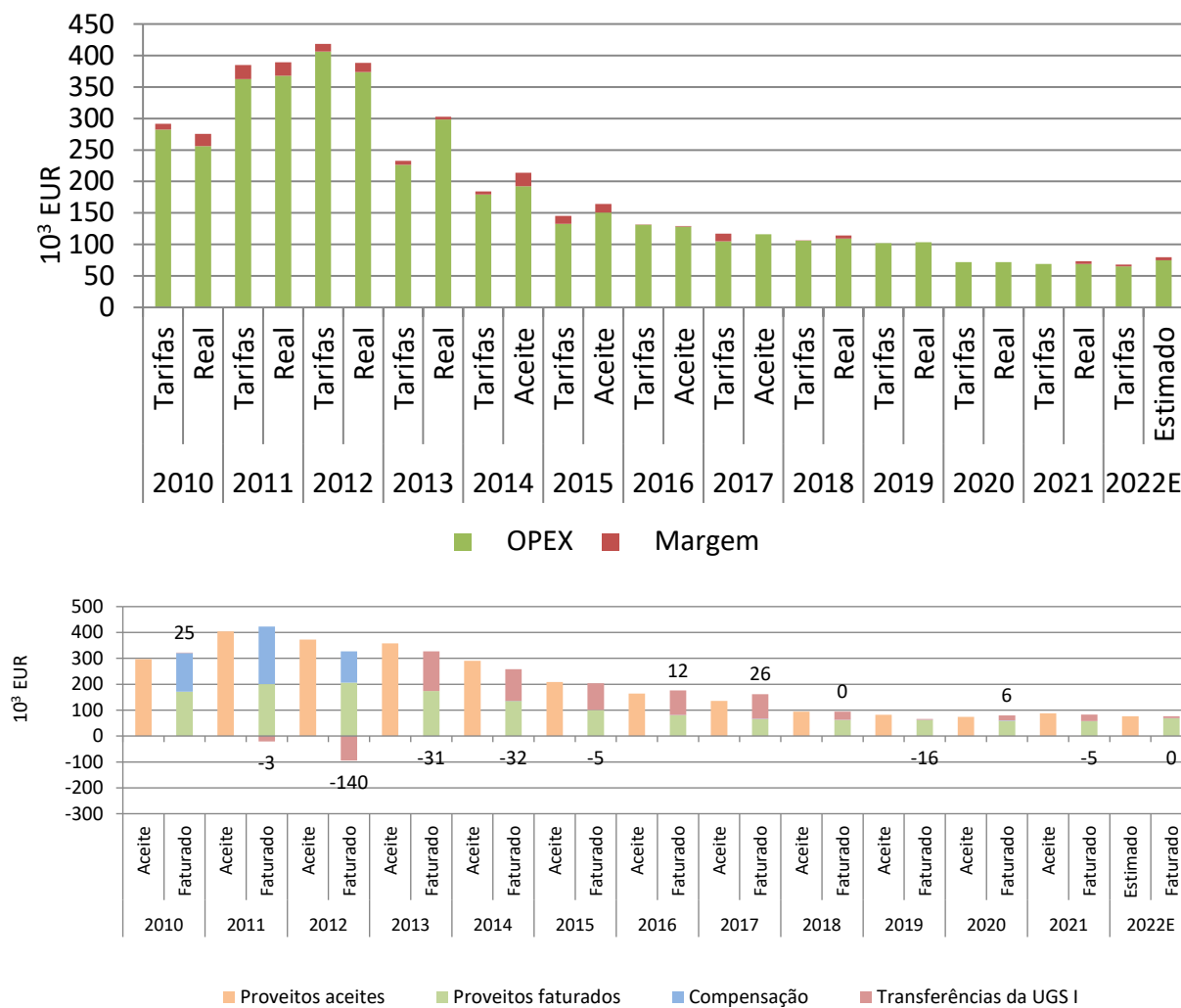
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura II - 2 - OPEX por cliente
(preços constantes 2022)

II.2 DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

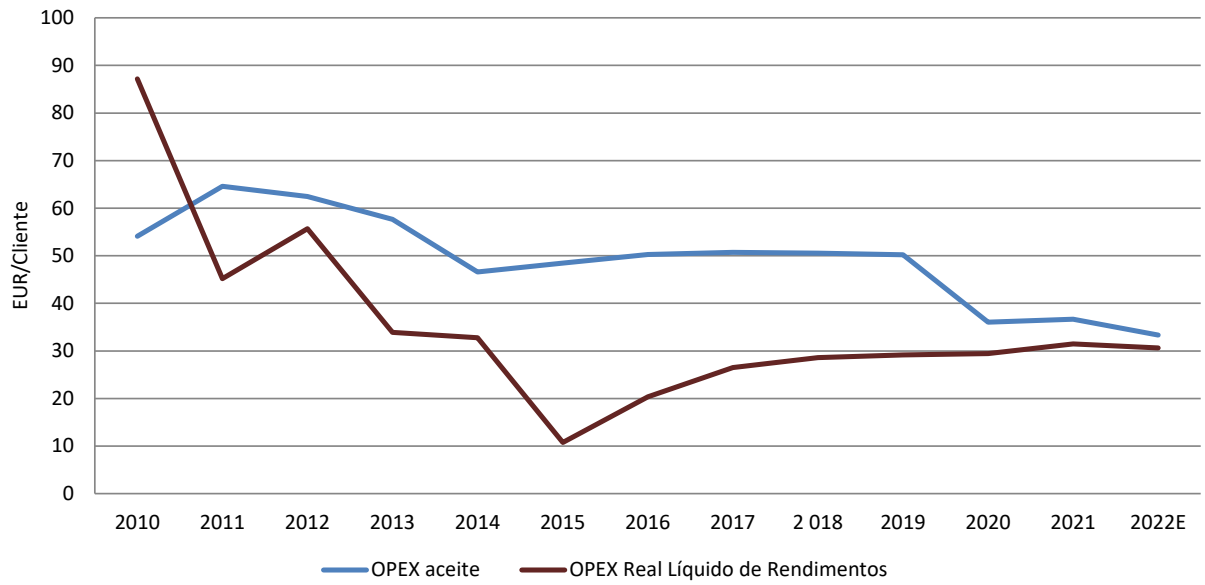
Figura II - 3 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura II - 4 - OPEX por cliente
(preços constantes 2022)

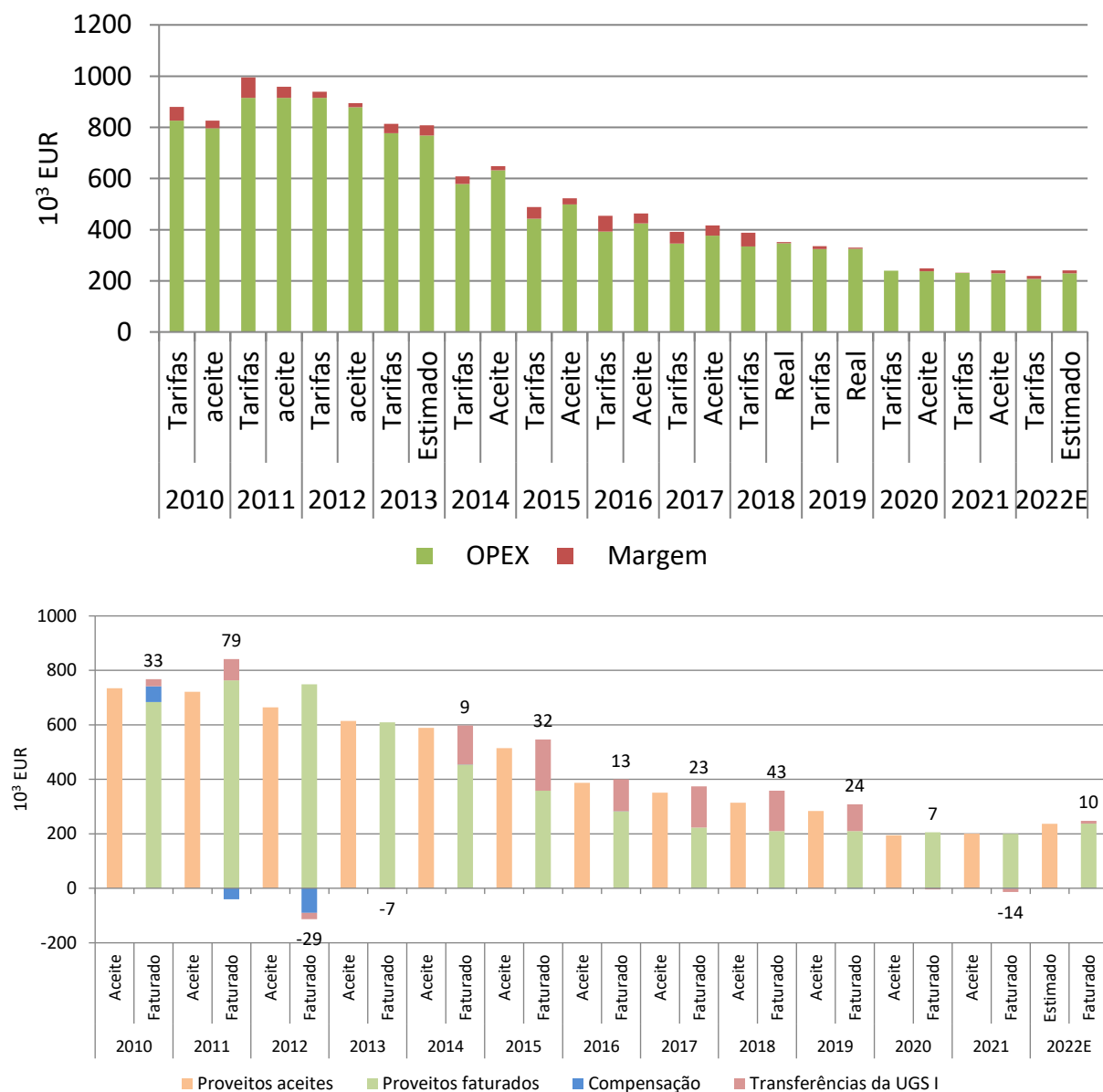


II.3 DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura II - 5 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios

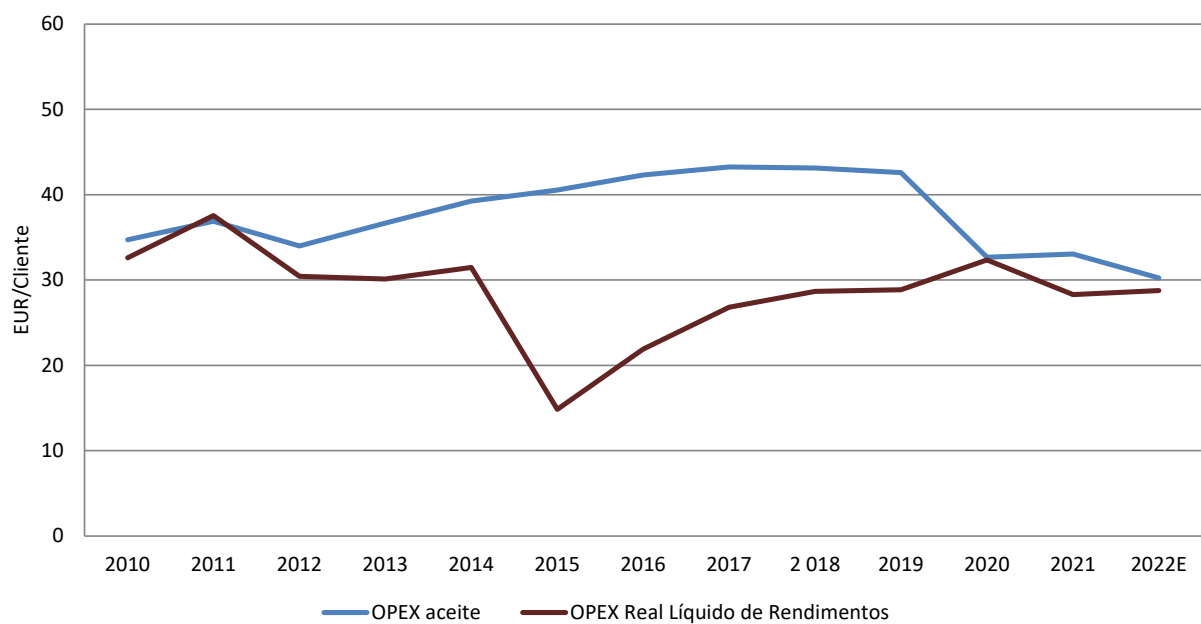
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

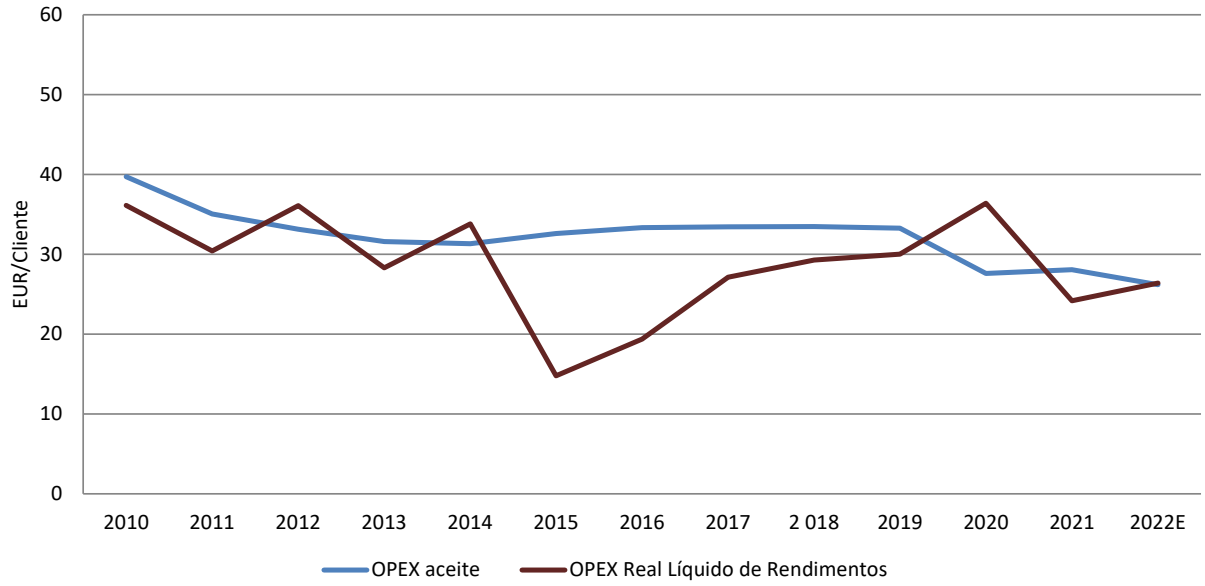
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura II - 6 - OPEX por cliente
(preços constantes 2022)



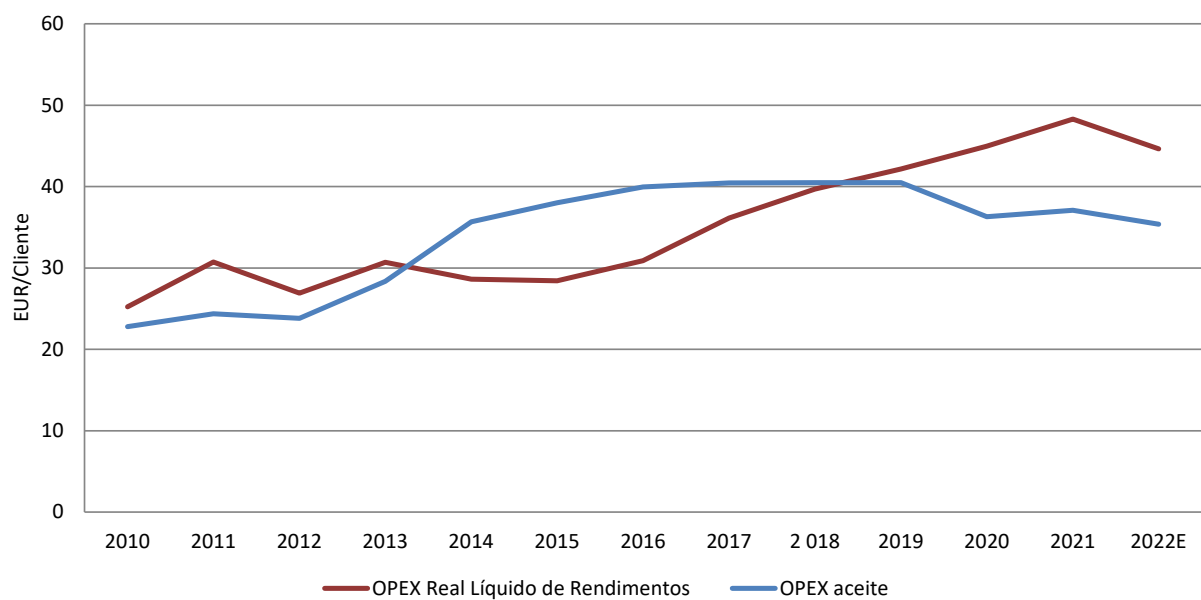
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura II - 8 - OPEX por cliente
(preços constantes 2022)



EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

Figura II - 10 - OPEX por cliente
(preços constantes 2022)



EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTOFigura II - 12 - OPEX por cliente
(preços constantes 2022)