

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS
2020-2021 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR DO GÁS
NATURAL**

Junho 2020

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	ENQUADRAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS	5
2.1	Fluxos económico-financeiros do funcionamento do SNGN.....	5
2.2	<i>Spreads</i> dos ajustamentos e taxas de remuneração dos ativos	9
2.3	Taxa de Inflação	18
2.4	Custo de aquisição de gás natural	20
2.5	Análise da Procura de gás natural	28
2.5.1	Previsão da procura.....	29
2.5.2	Desvios da procura	34
2.6	Equilíbrio económico-financeiro dos CUR.....	44
2.7	Sustentabilidade dos mercados livre e regulado	45
2.8	Tarifa social	48
2.9	Transferências de fornecimento de MP para AP	49
2.10	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários	50
2.11	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nas atividades de Transporte de gás natural e de Distribuição de gás natural... ..	56
3	SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS DO ANO GÁS 2020-2021	61
3.1	Proveitos a recuperar	61
3.2	Síntese dos ajustamentos do ano civil de 2018 e do ano civil de 2019.....	65
3.2.1	Ajustamentos do ano civil de 2018.....	68
3.2.1.1	Operadores das infraestruturas em alta pressão	68
3.2.1.2	Operadores de distribuição de gás natural.....	68
3.2.1.3	Comercializador de último recurso grossista	76
3.2.1.4	Comercialização de último recurso retalhista	77
3.2.2	Ajustamentos do ano civil 2019.....	79
3.2.2.1	Operadores das infraestruturas em alta pressão	79
3.2.2.2	Operadores de Distribuição de gás natural	79
3.2.2.3	Comercializador de último recurso grossista	86
3.2.2.4	Comercialização de último recurso retalhista	86
4	DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS DO ANO GÁS 2020- 2021.....	89
4.1	Atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – REN Atlântico, terminal de GNL, S.A.....	89
4.1.1	Proveitos.....	89

4.1.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	92
4.1.3	Ajustamentos provisórios do ano civil 2019	94
4.2	Atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural – REN Armazenagem, S.A... 96	
4.2.1	Proveitos.....	96
4.2.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	99
4.2.3	Ajustamentos provisórios do ano civil 2019	101
4.3	Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador – ADENE -Agência para a Energia	102
4.3.1	Proveitos.....	103
4.3.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	104
4.3.3	Ajustamentos provisórios do ano civil 2019	105
4.4	Atividade de Acesso à RNTGN - REN Gasodutos, S.A.....	106
4.4.1	Atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	106
4.4.1.1	Proveitos.....	106
4.4.1.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	110
4.4.1.3	Ajustamentos provisório do ano civil 2019	113
4.4.2	Atividade de Transporte de gás natural.....	116
4.4.2.1	Proveitos.....	116
4.4.2.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	119
4.4.2.3	Ajustamentos provisórios do ano civil 2019	121
4.4.3	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de Transporte relativos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte	123
4.4.3.1	Proveitos.....	123
4.4.3.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	124
4.4.3.3	Ajustamentos provisórios do ano civil 2019	125
4.4.4	Atividade de Acesso à RNTGN	126
4.5	Operadores de rede de distribuição.....	127
4.5.1	Atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	127
4.5.1.1	Proveitos.....	127
4.5.2	Atividade de Distribuição de gás natural	128
4.5.2.1	Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural e da aplicação das tarifas de UGS, URT e OLMC.....	129
4.5.2.2	Ajustamentos da atividade de Distribuição de gás natural e das tarifas de UGS, URT e OLMC no ano civil 2018	134
4.5.2.3	Ajustamentos da atividade de Distribuição de gás natural e das tarifas de UGS, URT e OLMC no ano civil 2019	136
4.5.2.4	Repartição dos ajustamentos de 2018 e 2019, na parcela II da tarifa de UGS, entre entregas acima de 10 000 m ³ e entregas abaixo de 10 000 m ³	138
4.5.2.5	Ajustamentos por aplicação da tarifa Social.....	138
4.5.3	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	142

4.5.3.1	Proveitos.....	142
4.5.3.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	146
4.5.3.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	152
4.5.4	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.....	155
4.5.4.1	Proveitos.....	155
4.5.4.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	159
4.5.4.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	166
4.5.5	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.....	169
4.5.5.1	Proveitos.....	169
4.5.5.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	173
4.5.5.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	180
4.5.6	Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	183
4.5.6.1	Proveitos.....	183
4.5.6.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	188
4.5.6.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	195
4.5.7	Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	198
4.5.7.1	Proveitos.....	198
4.5.7.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	202
4.5.7.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	209
4.5.8	Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.....	212
4.5.8.1	Proveitos.....	212
4.5.8.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	216
4.5.8.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	222
4.5.9	Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	225
4.5.9.1	Proveitos.....	225
4.5.9.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	229
4.5.9.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	235
4.5.10	REN Portgás Distribuição, S.A.	238
4.5.10.1	Proveitos.....	238
4.5.10.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	242
4.5.10.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	249
4.5.11	Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.....	252
4.5.11.1	Proveitos.....	252
4.5.11.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	256
4.5.11.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	262
4.5.12	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.....	265
4.5.12.1	Proveitos.....	265
4.5.12.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	269
4.5.12.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	275
4.5.13	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.....	278
4.5.13.1	Proveitos.....	278

4.5.13.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	283
4.5.13.3	Ajustamentos do ano civil 2019.....	289
4.6	Comercializador do SNGN	292
4.7	Atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso – Transgás, S.A.	293
4.7.1	Proveitos.....	293
4.7.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	294
4.7.3	Ajustamento provisório do ano civil 2019	296
4.8	Comercializadores de último recurso retalhistas	297
4.8.1	Atividade de Comercialização de último recurso retalhista.....	297
4.8.1.1	Proveitos.....	297
4.8.1.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	300
4.8.1.3	Ajustamentos provisórios do ano civil 2019	304
4.8.2	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	305
4.8.2.1	Proveitos.....	305
4.8.2.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	308
4.8.2.3	Ajustamentos provisórios do ano civil 2019	311
4.8.3	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.....	313
4.8.3.1	Proveitos.....	313
4.8.3.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	316
4.8.3.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	319
4.8.4	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.....	321
4.8.4.1	Proveitos.....	321
4.8.4.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	324
4.8.4.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	327
4.8.5	EDP Gás Serviço Universal, S.A.	329
4.8.5.1	Proveitos.....	329
4.8.5.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	332
4.8.5.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	335
4.8.6	Lisboagás Comercialização, S.A.....	337
4.8.6.1	Proveitos.....	337
4.8.6.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	340
4.8.6.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	343
4.8.7	Lusitaniagás Comercialização, S.A.	345
4.8.7.1	Proveitos.....	345
4.8.7.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	348
4.8.7.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	351
4.8.8	Medigás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.....	353
4.8.8.1	Proveitos.....	353
4.8.8.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	356

4.8.8.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	359
4.8.9	Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	361
4.8.9.1	Proveitos.....	361
4.8.9.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	364
4.8.9.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	367
4.8.10	Setgás Comercialização, S.A.....	369
4.8.10.1	Proveitos.....	369
4.8.10.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	372
4.8.10.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	375
4.8.11	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.....	377
4.8.11.1	Proveitos.....	377
4.8.11.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	380
4.8.11.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	383
4.8.12	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	385
4.8.12.1	Proveitos.....	385
4.8.12.2	Ajustamentos do ano civil 2018.....	388
4.8.12.3	Ajustamentos Provisórios do ano civil 2019	391
5	CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL ...	395
5.1	Enquadramento	395
5.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia.....	398
5.3	Metodologia de aferição dos custos de referência	404
5.3.1	Fundamentação Teórica da Metodologia de Aferição dos Custos de Referência.....	404
5.3.2	Análise dos Resultados	408
6	COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS	415
6.1.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	415
6.1.2	Transferência dos comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição	417
6.1.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	418
6.1.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP.....	418
6.1.3.2	Financiamento da tarifa social.....	419
6.1.4	Compensações e transferências dos Comercializadores	422
6.1.5	Transferência entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte.....	427
6.1.6	Transferência entre o operador de Armazenamento Subterrâneo e o operador da rede de transporte	428
7	INFORMAÇÃO RECEBIDA	429
7.1	Considerações genéricas.....	429
7.2	Informação prestada pelas empresas do Grupo Galp.....	431

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Taxas de remuneração dos ativos regulados.....	18
Quadro 2-2 - Previsões para o deflator do PIB.....	19
Quadro 2-3 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas.....	19
Quadro 2-4 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás natural ...	28
Quadro 2-5 - Balanço de gás natural na rede de transporte	35
Quadro 2-6 - Balanço de gás natural na rede de distribuição.....	36
Quadro 2-7 - Desvios das previsões da energia veiculadas pelas redes de distribuição nos anos 2018 e 2019	39
Quadro 2-8 - Desvios das previsões de pontos de entrega das redes de distribuição nos anos 2018 e 2019	40
Quadro 2-9 - Desvios das previsões da energia fornecida pelos CUR no ano 2018	42
Quadro 2-10 - Desvios das previsões da energia fornecida pelos CUR no ano 2019	42
Quadro 2-11 - Desvios das previsões de clientes dos CUR no ano 2018	43
Quadro 2-12 - Desvios das previsões de clientes dos CUR no ano 2019	43
Quadro 2-13 - Transferências dos ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR retalhistas para a parcela I da UGS.....	45
Quadro 2-14 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021	47
Quadro 2-15 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021	47
Quadro 2-16 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021	47
Quadro 2-17 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021.....	50
Quadro 2-18 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL.....	51
Quadro 2-19 - Determinação do parâmetro que estabelece o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de GNL.....	53
Quadro 2-20 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Armazenamento Subterrâneo	54
Quadro 2-21 - Determinação do parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo	56
Quadro 3-1 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2020-2021 por atividade.....	62
Quadro 3-2 - Proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021 por atividade.....	63
Quadro 3-3 - Impacte dos ajustamentos nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021	64
Quadro 3-4 - Parcelas a serem recuperadas pela tarifa de UGS nas tarifas de 2020-2021	65
Quadro 3-5 - Taxas e <i>spread</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021	66
Quadro 3-6 - Síntese dos ajustamentos dos anos s-2 e s-1	67
Quadro 3-7 - Ajustamentos das infraestruturas de Alta Pressão referentes ao ano civil de 2018.....	68

Quadro 3-8 - Ajustamentos da atividade de Distribuição de gás natural referentes ao ano civil 2018	70
Quadro 3-9 - Ajustamentos da aplicação da parcela I da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2018	71
Quadro 3-10 - Ajustamentos da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2018.....	72
Quadro 3-11 - Ajustamentos da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2018.....	73
Quadro 3-12 - Ajustamentos por aplicação da tarifa de URT referentes ao ano civil 2018	74
Quadro 3-13 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de OLMC referentes ao ano civil 2018	75
Quadro 3-14 - Ajustamento da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista referente ao ano civil de 2018.....	76
Quadro 3-15 - Ajustamentos da função de Comercialização dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2018.....	77
Quadro 3-16 - Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2018.....	78
Quadro 3-17 - Ajustamentos das infraestruturas de Alta Pressão referentes ao ano civil 2019	79
Quadro 3-18 - Ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural referentes ao ano civil 2019	80
Quadro 3-19 - Ajustamentos da aplicação da parcela I da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2019	81
Quadro 3-20 - Ajustamentos da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2019.....	82
Quadro 3-21 - Ajustamentos da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2019.....	83
Quadro 3-22 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de URT referentes ao ano civil 2019.....	84
Quadro 3-23 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de OLMC referentes ao ano civil 2019	85
Quadro 3-24 - Ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso grossista referente ao ano civil de 2019	86
Quadro 3-25 - Ajustamentos da função de Comercialização dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2019.....	86
Quadro 3-26 - Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2019.....	87
Quadro 4-1 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	90
Quadro 4-2 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL.....	91
Quadro 4-3 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Atlântico	92
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	93
Quadro 4-5 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	95

Quadro 4-6 - Proveitos da REN Armazenagem	97
Quadro 4-7 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Armazenamento Subterrâneo	98
Quadro 4-8 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Armazenagem.....	99
Quadro 4-9 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural da REN Armazenagem	100
Quadro 4-10 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural da REN Armazenagem	102
Quadro 4-11 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	104
Quadro 4-12 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE	105
Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE	106
Quadro 4-14 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	108
Quadro 4-15 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	110
Quadro 4-16 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	112
Quadro 4-17 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	115
Quadro 4-18 - Proveitos da atividade de Transporte de gás natural	117
Quadro 4-19 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da atividade de Transporte de gás natural	119
Quadro 4-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural.....	120
Quadro 4-21 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural.....	122
Quadro 4-22 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte.....	124
Quadro 4-23 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte	125
Quadro 4-24 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte	126
Quadro 4-25 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN.....	126
Quadro 4-26 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	127
Quadro 4-27 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	131
Quadro 4-28 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	133
Quadro 4-29 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	134

Quadro 4-30 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	134
Quadro 4-31 – Ajustamento da tarifa Social de 2018.....	139
Quadro 4-32 – Ajustamento do financiamento da tarifa Social relativo a 2018 por agente.....	140
Quadro 4-33 – Ajustamento da tarifa Social de 2019.....	141
Quadro 4-34 – Ajustamento do financiamento da tarifa Social relativo a 2019 por agente.....	141
Quadro 4-35 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	142
Quadro 4-36 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	143
Quadro 4-37 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	144
Quadro 4-38 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	145
Quadro 4-39 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	146
Quadro 4-40 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	146
Quadro 4-41 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Beiragás.....	147
Quadro 4-42 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	148
Quadro 4-43 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Beiragás	149
Quadro 4-44 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Beiragás.....	150
Quadro 4-45 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Beiragás.....	151
Quadro 4-46 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Beiragás	151
Quadro 4-47 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Beiragás.....	152
Quadro 4-48 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Beiragás	153
Quadro 4-49 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Beiragás.....	153
Quadro 4-50 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Beiragás.....	154
Quadro 4-51 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Beiragás	154
Quadro 4-52 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Beiragás.....	155
Quadro 4-53 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	156
Quadro 4-54 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	156
Quadro 4-55 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	157
Quadro 4-56 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	158
Quadro 4-57 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	159

Quadro 4-58 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	159
Quadro 4-59 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Dianagás.....	160
Quadro 4-60 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	161
Quadro 4-61 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Dianagás.....	162
Quadro 4-62 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Dianagás.....	163
Quadro 4-63 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Dianagás.....	164
Quadro 4-64 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Dianagás	165
Quadro 4-65 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Dianagás.....	165
Quadro 4-66 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Dianagás.....	166
Quadro 4-67 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Dianagás.....	167
Quadro 4-68 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Dianagás.....	167
Quadro 4-69 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Dianagás	168
Quadro 4-70 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Dianagás.....	168
Quadro 4-71 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	169
Quadro 4-72 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	170
Quadro 4-73 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	171
Quadro 4-74 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	172
Quadro 4-75 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	173
Quadro 4-76 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	173
Quadro 4-77 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Duriensegás...174	
Quadro 4-78 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	175
Quadro 4-79 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Duriensegás	176
Quadro 4-80 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Duriensegás .	177
Quadro 4-81 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Duriensegás .	178
Quadro 4-82 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Duriensegás.....	179
Quadro 4-83 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Duriensegás.....	179
Quadro 4-84 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Duriensegás	180
Quadro 4-85 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Duriensegás .	181
Quadro 4-86 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Duriensegás .	181
Quadro 4-87 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Duriensegás	182

Quadro 4-88 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Duriensegás.....	182
Quadro 4-89 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	183
Quadro 4-90 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	184
Quadro 4-91 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	185
Quadro 4-92 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	187
Quadro 4-93 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	188
Quadro 4-94 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	188
Quadro 4-95 - Cálculo do ajustamento da atividade de distribuição de gás natural da LisboaGás	189
Quadro 4-96 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	190
Quadro 4-97 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da LisboaGás.....	191
Quadro 4-98 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da LisboaGás.....	192
Quadro 4-99 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da LisboaGás.....	193
Quadro 4-100 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da LisboaGás	194
Quadro 4-101 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da LisboaGás	195
Quadro 4-102 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da LisboaGás.....	196
Quadro 4-103 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da LisboaGás....	196
Quadro 4-104 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da LisboaGás....	197
Quadro 4-105 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da LisboaGás	197
Quadro 4-106 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da LisboaGás	198
Quadro 4-107 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	199
Quadro 4-108 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	199
Quadro 4-109 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	200
Quadro 4-110 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	201
Quadro 4-111 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	202
Quadro 4-112 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	202
Quadro 4-113 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Lusitaniagás.	203
Quadro 4-114 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	204

Quadro 4-115 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Lusitaniagás ..	205
Quadro 4-116 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Lusitaniagás	206
Quadro 4-117 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Lusitaniagás	207
Quadro 4-118 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Lusitaniagás	208
Quadro 4-119 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Lusitaniagás	208
Quadro 4-120 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Lusitaniagás ..	209
Quadro 4-121 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Lusitaniagás	210
Quadro 4-122 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Lusitaniagás	210
Quadro 4-123 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Lusitaniagás	211
Quadro 4-124 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Lusitaniagás	211
Quadro 4-125 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	212
Quadro 4-126 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	213
Quadro 4-127 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	214
Quadro 4-128 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	215
Quadro 4-129 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	216
Quadro 4-130 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	216
Quadro 4-131 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Medigás.....	217
Quadro 4-132 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	218
Quadro 4-133 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Medigás	219
Quadro 4-134 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Medigás	219
Quadro 4-135 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Medigás	220
Quadro 4-136 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Medigás	221
Quadro 4-137 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Medigás.....	221
Quadro 4-138 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Medigás	222
Quadro 4-139 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Medigás	223
Quadro 4-140 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Medigás	223
Quadro 4-141 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Medigás	224
Quadro 4-142 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Medigás.....	224

Quadro 4-143 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	225
Quadro 4-144 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	226
Quadro 4-145 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	227
Quadro 4-146 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	228
Quadro 4-147 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	229
Quadro 4-148 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	229
Quadro 4-149 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Paxgás	230
Quadro 4-150 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	231
Quadro 4-151 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Paxgás	232
Quadro 4-152 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Paxgás	232
Quadro 4-153 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Paxgás	233
Quadro 4-154 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Paxgás.....	234
Quadro 4-155 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Paxgás	234
Quadro 4-156 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Paxgás	235
Quadro 4-157 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Paxgás	236
Quadro 4-158 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Paxgás	236
Quadro 4-159 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Paxgás.....	237
Quadro 4-160 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Paxgás	237
Quadro 4-161 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	238
Quadro 4-162 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	239
Quadro 4-163 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	240
Quadro 4-164 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	241
Quadro 4-165 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	242
Quadro 4-166 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	242
Quadro 4-167 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da REN Portgás Distribuição.....	243
Quadro 4-168 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	244

Quadro 4-169 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da REN Portgás Distribuição.....	245
Quadro 4-170 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da REN Portgás Distribuição.....	246
Quadro 4-171 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da REN Portgás Distribuição.....	247
Quadro 4-172 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da REN Portgás Distribuição ..	248
Quadro 4-173 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da REN Portgás Distribuição	248
Quadro 4-174 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da REN Portgás Distribuição.....	249
Quadro 4-175 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da REN Portgás Distribuição.....	250
Quadro 4-176 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da REN Portgás Distribuição.....	250
Quadro 4-177 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da REN Portgás Distribuição ..	251
Quadro 4-178 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da REN Portgás.....	251
Quadro 4-179 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	252
Quadro 4-180 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	253
Quadro 4-181 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	254
Quadro 4-182 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	255
Quadro 4-183 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	256
Quadro 4-184 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	256
Quadro 4-185 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Setgás.....	257
Quadro 4-186 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	258
Quadro 4-187 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Setgás.....	259
Quadro 4-188 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Setgás.....	260
Quadro 4-189 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Setgás.....	260
Quadro 4-190 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Setgás	261
Quadro 4-191 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Setgás.....	262
Quadro 4-192 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Setgás.....	263
Quadro 4-193 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Setgás.....	263
Quadro 4-194 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Setgás.....	264

Quadro 4-195 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Setgás	264
Quadro 4-196 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Setgás	265
Quadro 4-197 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	266
Quadro 4-198 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	266
Quadro 4-199 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	267
Quadro 4-200 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	268
Quadro 4-201 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	269
Quadro 4-202 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	269
Quadro 4-203 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Sonorgás.....	270
Quadro 4-204 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	271
Quadro 4-205 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Sonorgás	272
Quadro 4-206 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Sonorgás	273
Quadro 4-207 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Sonorgás	273
Quadro 4-208 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Sonorgás.....	274
Quadro 4-209 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Sonorgás.....	275
Quadro 4-210 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Sonorgás	276
Quadro 4-211 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Sonorgás	276
Quadro 4-212 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Sonorgás	277
Quadro 4-213 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Sonorgás.....	277
Quadro 4-214 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Sonorgás.....	278
Quadro 4-215 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	279
Quadro 4-216 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural.....	279
Quadro 4-217 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	281
Quadro 4-218 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema	282
Quadro 4-219 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	283
Quadro 4-220 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	283
Quadro 4-221 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Tagusgás.....	284

Quadro 4-222 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural	285
Quadro 4-223 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Tagusgás	286
Quadro 4-224 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Tagusgás	287
Quadro 4-225 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Tagusgás	287
Quadro 4-226 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Tagusgás	288
Quadro 4-227 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Tagusgás.....	289
Quadro 4-228 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Tagusgás	290
Quadro 4-229 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Tagusgás	290
Quadro 4-230 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Tagusgás	291
Quadro 4-231 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Tagusgás.....	291
Quadro 4-232 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Tagusgás.....	292
Quadro 4-233 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso.....	294
Quadro 4-234 - Ajustamento em 2020-2021 do custo da energia de 2018	295
Quadro 4-235 - Ajustamento em 2020-2021 do custo da energia estimado de 2019.....	297
Quadro 4-236 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	299
Quadro 4-237 - Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN	299
Quadro 4-238 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	300
Quadro 4-239 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	306
Quadro 4-240 - Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN	306
Quadro 4-241 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	307
Quadro 4-242 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	308
Quadro 4-243 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Beiragás repartido por escalão de consumo.....	309
Quadro 4-244 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Beiragás repartido por escalão de consumo	310
Quadro 4-245 - Desvio da aditividade tarifária da Beiragás em 2018.....	310
Quadro 4-246 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Beiragás repartido por escalão de consumo.....	311
Quadro 4-247 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Beiragás repartido por escalão de consumo	312
Quadro 4-248 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	313
Quadro 4-249 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	313
Quadro 4-250 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	315

Quadro 4-251 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	316
Quadro 4-252 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Dianagás repartido por escalão de consumo.....	317
Quadro 4-253 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Dianagás repartido por escalão de consumo.....	318
Quadro 4-254 - Desvio da aditividade tarifária da Dianagás em 2018.....	319
Quadro 4-255 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Dianagás repartido por escalão de consumo	320
Quadro 4-256 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Dianagás repartido por escalão de consumo.....	321
Quadro 4-257 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	322
Quadro 4-258 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	322
Quadro 4-259 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	323
Quadro 4-260 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	324
Quadro 4-261 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Duriensegás repartido por escalão de consumo	325
Quadro 4-262 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Duriensegás repartido por escalão de consumo.....	326
Quadro 4-263 - Desvio da aditividade tarifária da Duriensegás em 2018.....	327
Quadro 4-264 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Duriensegás repartido por escalão de consumo	328
Quadro 4-265 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Duriensegás repartido por escalão de consumo.....	329
Quadro 4-266 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	330
Quadro 4-267 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	330
Quadro 4-268 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	331
Quadro 4-269 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	332
Quadro 4-270 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da EDP Gás repartido por escalão de consumo.....	333
Quadro 4-271 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da EDP Gás repartido por escalão de consumo	334
Quadro 4-272 - Desvio da aditividade tarifária da EDP Gás em 2018.....	335
Quadro 4-273 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da EDP Gás repartido por escalão de consumo.....	336
Quadro 4-274 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da EDP Gás repartido por escalão de consumo	337
Quadro 4-275 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	338
Quadro 4-276 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	338

Quadro 4-277 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	339
Quadro 4-278 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	340
Quadro 4-279 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Lisboagás Comercialização repartido por escalão de consumo	341
Quadro 4-280 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Lisboagás repartido por escalão de consumo.....	342
Quadro 4-281 - Desvio da aditividade tarifária da Lisboagás em 2018.....	343
Quadro 4-282 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Lisboagás repartido por escalão de consumo	344
Quadro 4-283 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Lisboagás repartido por escalão de consumo.....	345
Quadro 4-284 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	346
Quadro 4-285 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	346
Quadro 4-286 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	347
Quadro 4-287 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	348
Quadro 4-288 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Lusitaniagás Comercialização repartido por escalão de consumo	349
Quadro 4-289 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo.....	350
Quadro 4-290 - Desvio da aditividade tarifária da Lusitaniagás em 2018.....	351
Quadro 4-291 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo	352
Quadro 4-292 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo.....	353
Quadro 4-293 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	354
Quadro 4-294 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	354
Quadro 4-295 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	355
Quadro 4-296 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	356
Quadro 4-297 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Medigás repartido por escalão de consumo.....	357
Quadro 4-298 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás repartido por escalão de consumo	358
Quadro 4-299 - Desvio da aditividade tarifária da Medigás em 2018.....	359
Quadro 4-300 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Medigás repartido por escalão de consumo.....	360
Quadro 4-301 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás repartido por escalão de consumo	361
Quadro 4-302 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	362

Quadro 4-303 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	362
Quadro 4-304 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	363
Quadro 4-305 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	364
Quadro 4-306 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Paxgás repartido por escalão de consumo.....	365
Quadro 4-307 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Paxgás repartido por escalão de consumo	366
Quadro 4-308 - Desvio da aditividade tarifária da Paxgás em 2018	367
Quadro 4-309 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Paxgás repartido por escalão de consumo.....	368
Quadro 4-310 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Paxgás repartido por escalão de consumo	369
Quadro 4-311 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	370
Quadro 4-312 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	370
Quadro 4-313 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	371
Quadro 4-314 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	372
Quadro 4-315 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Setgás Comercialização repartido por escalão de consumo	373
Quadro 4-316 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Setgás repartido por escalão de consumo	374
Quadro 4-317 - Desvio da aditividade tarifária da Setgás em 2018.....	375
Quadro 4-318 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Setgás repartido por escalão de consumo.....	376
Quadro 4-319 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Setgás repartido por escalão de consumo	377
Quadro 4-320 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	378
Quadro 4-321 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	378
Quadro 4-322 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	379
Quadro 4-323 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	380
Quadro 4-324 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Sonorgás repartido por escalão de consumo.....	381
Quadro 4-325 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Sonorgás repartido por escalão de consumo.....	382
Quadro 4-326 - Desvio da aditividade tarifária da Sonorgás em 2018	383
Quadro 4-327 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Sonorgás repartido por escalão de consumo	384
Quadro 4-328 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Sonorgás repartido por escalão de consumo.....	385

Quadro 4-329 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural.....	386
Quadro 4-330 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN	386
Quadro 4-331 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural	387
Quadro 4-332 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural.....	388
Quadro 4-333 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Tagusgás repartido por escalão de consumo.....	389
Quadro 4-334 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Tagusgás repartido por escalão de consumo.....	390
Quadro 4-335 - Desvio da aditividade tarifária da Tagusgás em 2018.....	391
Quadro 4-336 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Tagusgás repartido por escalão de consumo	392
Quadro 4-337 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Tagusgás repartido por escalão de consumo.....	393
Quadro 5-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2018 (Preços Constantes de 2020)	399
Quadro 5-2 – Análise descritiva por categoria de dimensão	401
Quadro 5-3 – Análise descritiva por Setor de Atividade	403
Quadro 5-4 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório	404
Quadro 6-1 - Compensação entre os ORD repartida por tarifa de UGS I, UGS II>, UGS II<, URT, OLMC e URD no ano gás 2020-2021.....	416
Quadro 6-2 - Compensação entre os ORD no ano gás 2020-2021	416
Quadro 6-3 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2020-2021	417
Quadro 6-4 - Transferências do sobreproveito.....	418
Quadro 6-5 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2020-2021.....	418
Quadro 6-6 - Descontos previstos para o ano gás 2020-2021, no âmbito da tarifa social.....	419
Quadro 6-7 – Repartição do financiamento da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado, no ano gás 2020-2021	420
Quadro 6-8 – Montante da tarifa social relativa ao 1º semestre de 2018 a financiar pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado.....	422
Quadro 6-9 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2020-2021...	424
Quadro 6-10 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II	425
Quadro 6-11 - Transferências relativas à UGS I	425
Quadro 6-12 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	426
Quadro 6-13 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG.....	426
Quadro 6-14 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem.....	427

Quadro 6-15 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e operador de Terminal de GNL	427
Quadro 6-16 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo	428

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Fluxos económicos e financeiros do SNGN.....	7
Figura 2-2 – Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 2 anos da República Portuguesa	10
Figura 2-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	12
Figura 2-4 - Taxas de inflação Portugal e Zona Euro	14
Figura 2-5 - <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos (média móvel de 30 dias).....	15
Figura 2-6 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da GALP, REN e EDP de curto prazo	16
Figura 2-7 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais.....	21
Figura 2-8 - Evolução do preço do GNL nos mercados internacionais.....	22
Figura 2-9 - Evolução do volume e preço do gás natural no MIBGAS e em Portugal.....	23
Figura 2-10 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent.....	24
Figura 2-11 - Evolução do preço do gás natural e do preço do petróleo nos mercados internacionais	25
Figura 2-12 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses.....	26
Figura 2-13 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	27
Figura 2-14 - Evolução dos consumos de gás natural em Portugal.....	30
Figura 2-15 - Evolução semestral do consumo de energia elétrica, do índice de produtividade hidroelétrica e do fator de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural.....	32
Figura 2-16 - Desvios das previsões da energia regaseificada pelo Terminal nos anos 2018 e 2019	37
Figura 2-17 - Desvios das previsões da capacidade utilizada nas saídas da RNTGN nos anos 2018 e 2019 (soma dos máximos não simultâneos de 12 meses).....	38
Figura 2-18 - Desvios das previsões da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nos anos 2018 e 2019	38
Figura 2-19 - Desvios das previsões da energia total veiculada pela RNDGN nos anos 2018 e 2019	39
Figura 2-20 - Desvios das previsões do total de pontos de entrega da RNDGN nos anos 2018 e 2019	40
Figura 2-21 - Desvios das previsões da energia total fornecida pelos CUR nos anos 2018 e 2019.....	42
Figura 2-22 - Desvios das previsões do total de clientes dos CUR nos anos 2018 e 2019	43
Figura 2-23 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL	52

Figura 2-24 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos na atividade de Armazenamento Subterrâneo	55
Figura 2-25 – Evolução dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás natural associados à variação da energia saída da respetiva rede	58
Figura 2-26 – Impacto do mecanismo de diferimento intertemporal nos proveitos da atividade de Transporte de gás natural	59
Figura 4-1 - Desagregação dos proveitos da REN Atlântico	91
Figura 4-2 - Desagregação dos proveitos da REN Armazenagem	98
Figura 4-3 - Desagregação dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	109
Figura 4-4 - Desagregação dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural	118
Figura 5-1 – Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE.....	397
Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	401
Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 > 2 000 000 Clientes.....	410
Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 > 350 000 Clientes.....	410
Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 Clientes.....	411
Figura 5-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes.....	412

1 INTRODUÇÃO

Este documento apresenta os proveitos permitidos e os ajustamentos, por atividade regulada do setor do gás natural, para o ano gás 2020-2021. Os ajustamentos de 2018 foram calculados de acordo com o Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril. Os ajustamentos de 2019 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, e os proveitos permitidos para 2020-2021 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio. A atualização financeira dos ajustamentos das diversas atividades reguladas para cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021 foi efetuada ao abrigo do estipulado no Regulamento Tarifário em vigor.

Refira-se que o cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano gás 2020-2021 foi efetuado no início de um momento absolutamente excecional, cujos efeitos nos mercados financeiros, dos combustíveis, bem como nas previsões de procura de gás natural, são desconhecidos e difíceis de prever. Contudo, refira-se que estas tarifas serão aplicadas a partir de outubro de 2020, pelo que se espera que os efeitos económicos e sociais da pandemia provocada pela COVID-19 já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados.

O ano gás 2020-2021 é o segundo ano do 5º período regulatório do setor do gás natural e o primeiro ano gás com a aplicação em pleno dos parâmetros deste período regulatório, que teve início em 1 de janeiro de 2020. Assim, a data de início do período de regulação é coincidente com o ano civil, enquanto o calendário de vigência das tarifas de gás natural vigora no período compreendido entre 1 de outubro e 30 de setembro, por forma a sincronizar a vigência das tarifas nas interligações com as restantes tarifas aplicáveis no Sistema Nacional de Gás Natural.

Desta forma o cálculo dos proveitos permitidos do ano gás, corresponde à seguinte ponderação:

$$0,25 * \text{proveito de 2020 (s)} + 0,75 * \text{proveito de 2021 (s+1)}$$

A definição dos proveitos para o ano de definição de tarifas assenta no cálculo dos proveitos permitidos para esse ano, com base em previsões para a evolução da atividade, e no cálculo dos ajustamentos definitivos de 2018 (s-2), com base em valores reais e auditados e de 2019 (s-1), que são provisórios por não contemplarem dados finais e auditados.

O apuramento dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos operadores é um processo essencial do cálculo tarifário. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas reflitam os sinais pretendidos, sendo igualmente de relevar o apuramento dos motivos que justificam os desvios apurados. Neste processo, foram analisados os dados com impacte no cálculo dos proveitos permitidos de 2018 e os valores estimados para os custos com impacte nos proveitos permitidos de 2019, comparando-se os valores ocorridos ou estimados com os que foram considerados no cálculo das tarifas a vigorar nos respetivos anos. As diferenças entre os ajustamentos definitivos e os estimados constituem um indicador da evolução perspectivada dos proveitos a recuperar nas tarifas do ano gás seguinte.

As previsões em que assentam os proveitos permitidos têm subjacentes projeções da evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2020 e 2021, bem como a análise às previsões das empresas reguladas. Os principais fatores exógenos, cujas evoluções previstas condicionam os proveitos permitidos, são a procura de gás natural, o preço do petróleo nos mercados grossistas, que se reflete no preço do gás natural, assim como o contexto macroeconómico. Os aspetos mais relevantes desses vetores são analisados no capítulo 2 deste documento.

No exercício de definição dos proveitos permitidos, são igualmente consideradas as previsões das empresas para os seus custos de investimentos e de exploração, sendo esta análise efetuada à luz das metodologias regulatórias estabelecidas para cada atividade e dos parâmetros em vigor, como sejam as taxas de remuneração dos ativos regulados e as metas de eficiência impostas aos custos de exploração. O racional económico subjacente à definição dos parâmetros em vigor para o atual período regulatório encontra-se plasmado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023” e no documento “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do setor do gás natural”, ambos de junho de 2019.

Os valores inscritos nos quadros do presente documento são arredondados para milhares de euros (10^3 EUR). No entanto, para efeitos de cálculo tarifário considerou-se como unidade o cêntimo de euro. No que diz respeito às compensações, a unidade utilizada foi o euro. Refira-se, ainda, que os valores dos ajustamentos apresentados neste documento correspondem a montantes a receber pela empresa quando são de sinal negativo e a montantes a devolver pela empresa quando os mesmos são de sinal positivo.

Os proveitos foram calculados para as atividades reguladas das seguintes empresas:

- Adene – Agência para a Energia
- Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.

- Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.
- Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.
- EDP Gás Serviço Universal, S.A.
- LisboaGás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.
- LisboaGás Comercialização, S.A.
- Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.
- Lusitaniagás Comercialização, S.A.
- Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.
- Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.
- REN Armazenagem, S.A.
- REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.
- REN Gasodutos, S.A.
- REN Portgás Distribuição, S.A.
- Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.
- Setgás Comercialização, S.A.
- Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.
- Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.
- Transgás, S.A.

No capítulo 2 apresentam-se os fluxos económicos e financeiros do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) para uma melhor compreensão das vicissitudes subjacentes ao cálculo dos proveitos permitidos e a recuperar do SNGN e os pressupostos utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021. Nesse capítulo analisam-se, também, os dados reais e previstos relativos à procura de gás natural que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir no ano gás 2020-2021 e apresentam-se os desvios entre os valores ocorridos nos anos 2018 e 2019 e os correspondentes valores previstos para fixação das tarifas nesse ano gás.

No capítulo 3, apresenta-se uma síntese dos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021, por atividade, e dos impactes das alterações resultantes dos ajustamentos considerados.

No capítulo 4, apresentam-se, por atividade e empresa, os proveitos permitidos e os ajustamentos para o ano gás 2020-2021.

No capítulo 5, refere-se os procedimentos seguidos para a determinação dos custos de referência para a atividade de Comercialização de gás natural.

No capítulo 6, apresentam-se as compensações e transferências entre as atividades reguladas para o ano gás 2020-2021.

No capítulo 7, faz-se referência à informação recebida das várias empresas reguladas, para efeito do cálculo dos proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021.

2 ENQUADRAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

2.1 FLUXOS ECONÓMICO-FINANCEIROS DO FUNCIONAMENTO DO SNGN

No âmbito do processo tarifário do setor do gás natural, a ERSE calcula anualmente os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas, para as diversas atividades reguladas.

Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas diferem dos proveitos permitidos face a diversos circunstancialismos decorrentes do quadro legislativo e regulamentar. Com efeito, os valores dos proveitos permitidos a cada operador nem sempre são recuperados pela aplicação da tarifa da sua atividade, mas sim por outros operadores no âmbito das atividades que exercem ou por entidades externas. Estes proveitos são posteriormente transferidos pelos operadores que os recuperaram para os operadores a quem são devidos.

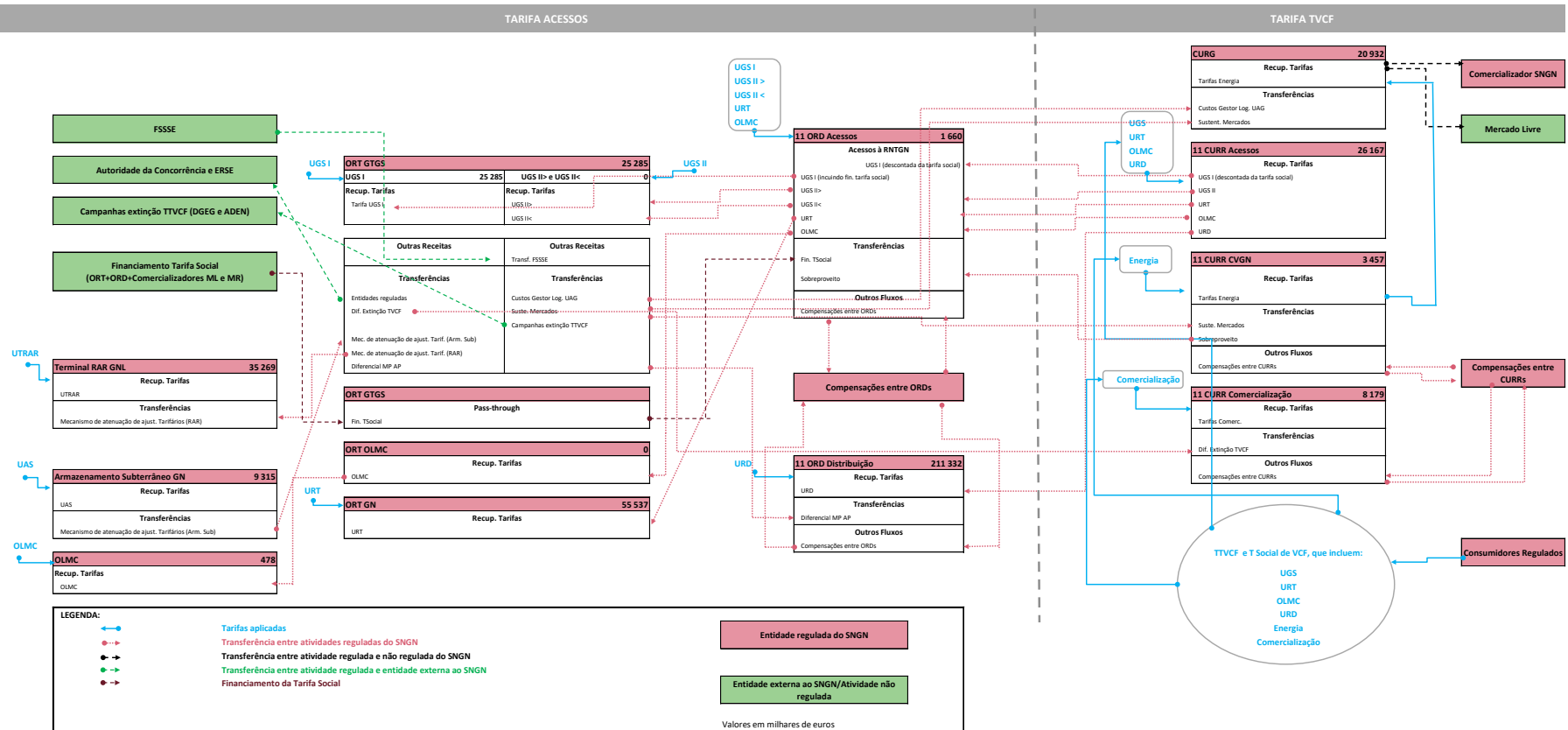
As diferenças entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar resultam de:

- transferências para as parcelas I e II da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, nomeadamente:
 - o o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários das atividades do Terminal de gás natural liquefeito (GNL) e Armazenamento Subterrâneo de gás natural (UGS I);
 - o custos do gestor logístico das Unidades Autónomas de Gás (UAG) do Comercializador de Último Recurso Grossista (CURg) (UGS II);
 - o sustentabilidade dos mercados livre e regulado (UGS II);
 - o diferencial para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas (CURr), relativo ao processo de extinção de tarifas (UGS I);
 - o desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP.
- não inclusão, no total dos proveitos permitidos, dos proveitos do Operador da Rede de Transporte (ORT) decorrentes da aplicação da tarifa de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), uma vez que consiste na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador;
- não inclusão, no total dos proveitos permitidos, dos proveitos dos Operadores da Rede de Distribuição (ORD) decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, Uso da Rede de Transporte (URT) e OLMC, uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das

atividades de Gestão Técnica Global do SNGN, Transporte e Operação Logística de Mudança de Comercializador;

- não inclusão, no total dos proveitos permitidos, dos proveitos dos CURr decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, de URT, de Uso da Rede de Distribuição (URD) e de OLMC, uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das atividades de Gestão Técnica Global do SNGN, Transporte, Distribuição e Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Figura 2-1 - Fluxos económicos e financeiros do SNGN



A figura supra identifica os fluxos que permitem a cada atividade recuperar os seus proveitos permitidos (os quais se encontram quantificados no fluxograma para o ano gás 2020-2021).

Nas secções das próprias atividades encontram-se detalhados os valores dos respetivos proveitos permitidos e a recuperar. Relativamente à explicação e detalhe dos diversos valores recebidos pelos operadores via transferências ou outros fluxos, esta deverá ser complementarmente consultada nas seguintes secções do presente documento:

- Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários - ponto 2.10. e ponto 6.1.5
- Armazenamento Subterrâneo de gás natural
 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários - ponto 2.10. e ponto 6.1.6
- ORT Gestão Técnica Global do Sistema (GTGS)
 - Parcelas recuperadas pela UGS I e II, referentes a outras atividades, e posteriormente transferidas pelo GTGS - Quadro 3-4.
- ORD compra e venda de acessos
 - Tarifa social – ponto 2.8 e ponto 6.1.3.2.
- Compensações entre ORD – ponto 6.1.1.
- ORD Distribuição
 - Transferências de fornecimento de MP para AP – ponto 2.9 e ponto 6.1.3.1.
- CURG e CURR Compra e Venda de Gás Natural CVGN
 - Sustentabilidade dos mercados livre e regulado – ponto 2.7 e ponto 6.1.4.
- CURR Comercialização
 - Diferencial para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURR, relativo ao processo de extinção de tarifas – ponto 2.6.
- Compensações entre CURR – ponto 6.1.4.

2.2 SPREADS DOS AJUSTAMENTOS E TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS

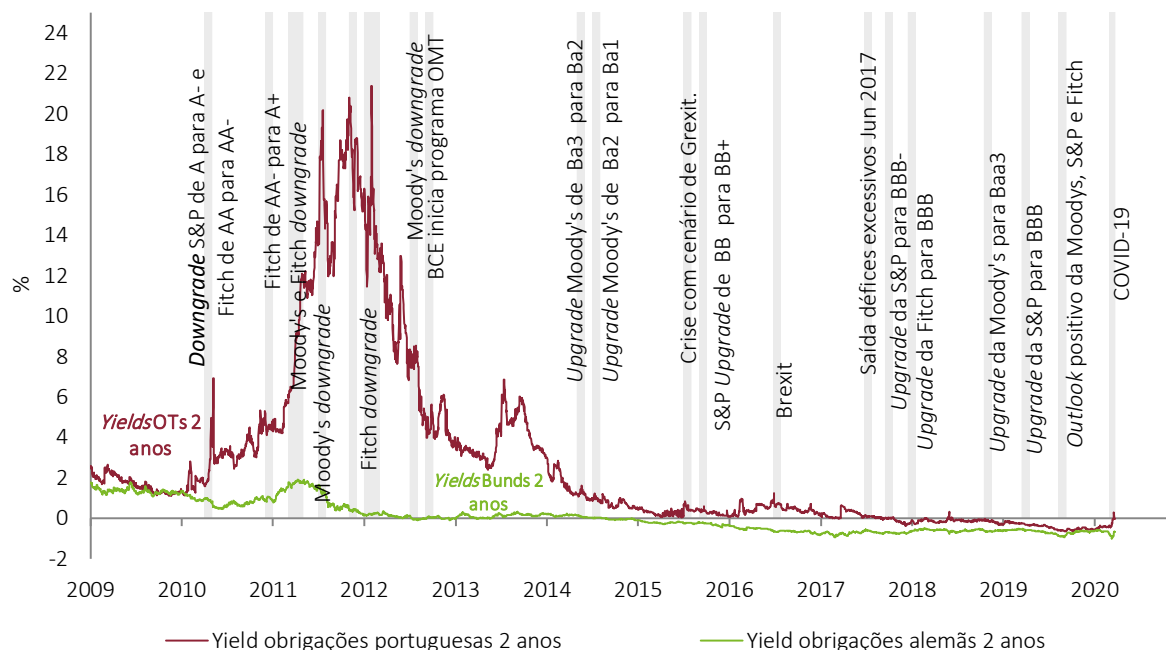
SPREADS

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Neste sentido, na definição do *spread* a aplicar no atual ano gás 2020-2021 para o ano s-1 (2019), torna-se relevante a análise da evolução recente das taxas de juro.

Note-se que a presente análise se efetua num contexto económico-financeiro extremamente incerto, durante a crise de saúde pública provocada pela COVID-19, cujos efeitos e impacte temporal são difíceis de estimar nesta fase. Com efeito, no comunicado lançado pelo Banco de Portugal relativo à publicação do boletim económico de março de 2020¹, a referida instituição destaca que esse exercício de projeção para a economia portuguesa é caracterizado por um ambiente de incerteza exacerbada e complexo. Nesse boletim, o Banco de Portugal perspetiva uma deterioração abrupta e significativa do nível de atividade da economia portuguesa em 2020, em resultado do impacto económico da pandemia COVID-19 (contração de 3,7% no cenário base e de 5,7% no cenário adverso).

Como se observa na Figura 2-2, no seguimento da expansão da crise das dívidas soberanas na Europa, nomeadamente dos países da periferia, registou-se uma subida acentuada das *yields* das obrigações soberanas (OT) até ao primeiro trimestre de 2012.

¹ <https://www.bportugal.pt/comunicado/comunicado-do-banco-de-portugal-sobre-o-boletim-economico-de-marco-de-2020>

Figura 2-2 – Evolução das *yields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa

Desde a intervenção do BCE (Banco Central Europeu) anunciada em julho de 2012 no sentido de desenvolver todos os esforços necessários para garantir a manutenção da moeda única europeia, observou-se uma queda acentuada das *yields* das OT, também justificada pela relativa estabilização do enquadramento financeiro e macroeconómico nacional, a qual se concretizou na subida gradual do *rating*.

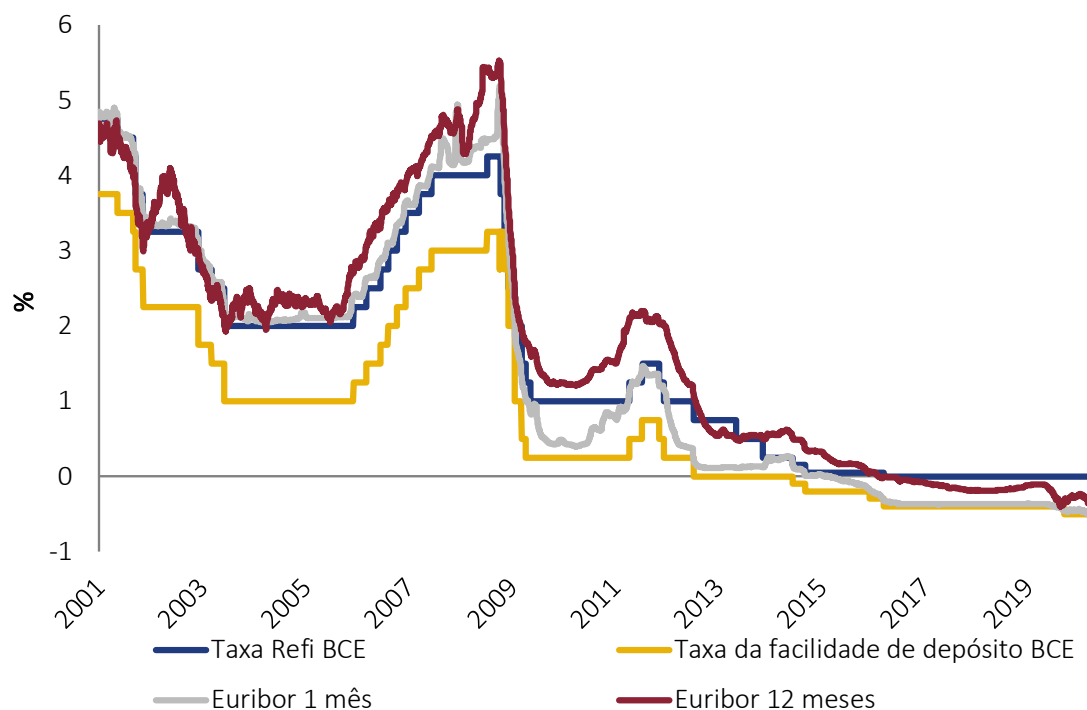
O período de 2018 até ao presente tem-se caracterizado por uma queda das *yields* para níveis negativos, efeito do contexto europeu (de desaceleração económica), da evolução favorável da execução orçamental, e de, pela primeira vez desde 2011, todas as principais agências atribuírem um *rating* de *investment-grade* à dívida portuguesa, tendo-se verificado mesmo um novo *upgrade* do rating para BBB por parte da S&P, em maio de 2019, bem como uma melhoria do *Outlook* para positivo por parte da Moodys e da S&P, em agosto e setembro de 2019, respetivamente. Neste contexto, as *yields* das OT a 2 anos registaram um mínimo de -0,66% em setembro de 2019. Em 2020, as *yields* subiram e têm apresentado alguma volatilidade, devido à incerteza relacionada com os impactes económico-financeiros da crise de saúde pública internacional provocada pela COVID-19.

Assim, embora se verifique uma situação de *yields* historicamente baixas, verifica-se, no entanto, um cenário de incerteza, que se reflete, sobretudo, no impacto da crise de saúde pública atual nas economias mundiais, num contexto em que a dívida soberana portuguesa se mantém com *ratings* ainda baixos. Desta

forma, nos próximos meses as *yields* das OT deverão permanecer consideravelmente voláteis, suscetíveis a alterações de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, principalmente à evolução da crise provocada pela COVID-19 e às medidas adotadas pelos diversos governos e bancos centrais (bem como ao seu impacte nos défices públicos). Existem, no presente momento, muitas dúvidas sobre a amplitude económica e temporal da atual crise, pelo que é difícil antecipar quando a volatilidade das *yields* começará a diminuir.

Em termos de política monetária e evolução das taxas de juro do mercado monetário interbancário, pode-se observar na Figura 2-3 a evolução das taxas *refi*² e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. Nesta figura, destaca-se a tendência de descida das taxas de juro Euribor observadas desde 2012, tendo a Euribor a 1 mês registado valores negativos a partir do início de 2015 e a Euribor a 12 meses a partir do início de 2016. Esta redução das taxas Euribor foram fruto, entre outros fatores, das alterações de política monetária do BCE, tais como os cortes registados em março de 2016 da taxa *refi* para 0,00% e da taxa da facilidade de depósito para -0.40%, assim como o anúncio, na mesma data, de um pacote de medidas expansionistas, *Quantitative Easing* (QE), mais agressivo do que o esperado.

² Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

Figura 2-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses

Fonte: ERSE, Reuters

Embora no primeiro trimestre de 2019 se tenha registado uma ligeira recuperação da Euribor, tem-se observado desde então uma descida destas taxas de juro de curto prazo. Contudo, mais recentemente a crise provocada pela COVID-19 tem provocado uma maior volatilidade destas taxas, cuja duração é difícil de antecipar neste momento.

Numa primeira fase, para esta evolução contribuíram as declarações do governador do BCE admitindo a possibilidade de implementar novos estímulos (incluindo corte nas taxas diretoras ou a reativação do programa de compra de ativos), caso não se registasse uma melhoria do *outlook* económico e um regresso sustentado da inflação à meta de 2%. Estes estímulos foram concretizados, na reunião do BCE de setembro de 2019, com a decisão de cortar a taxa de facilidade de depósitos de -0,4% para -0,5%. Nessa reunião o BCE decidiu também reiniciar o programa de compra de dívida a partir de novembro de 2019, a um ritmo de cerca de 20 mil milhões de euros por mês. Recorde-se que o BCE tinha anunciado o fim deste programa em dezembro de 2018, quando os sinais económicos apontavam para uma retoma económica que acabou por não se consolidar.

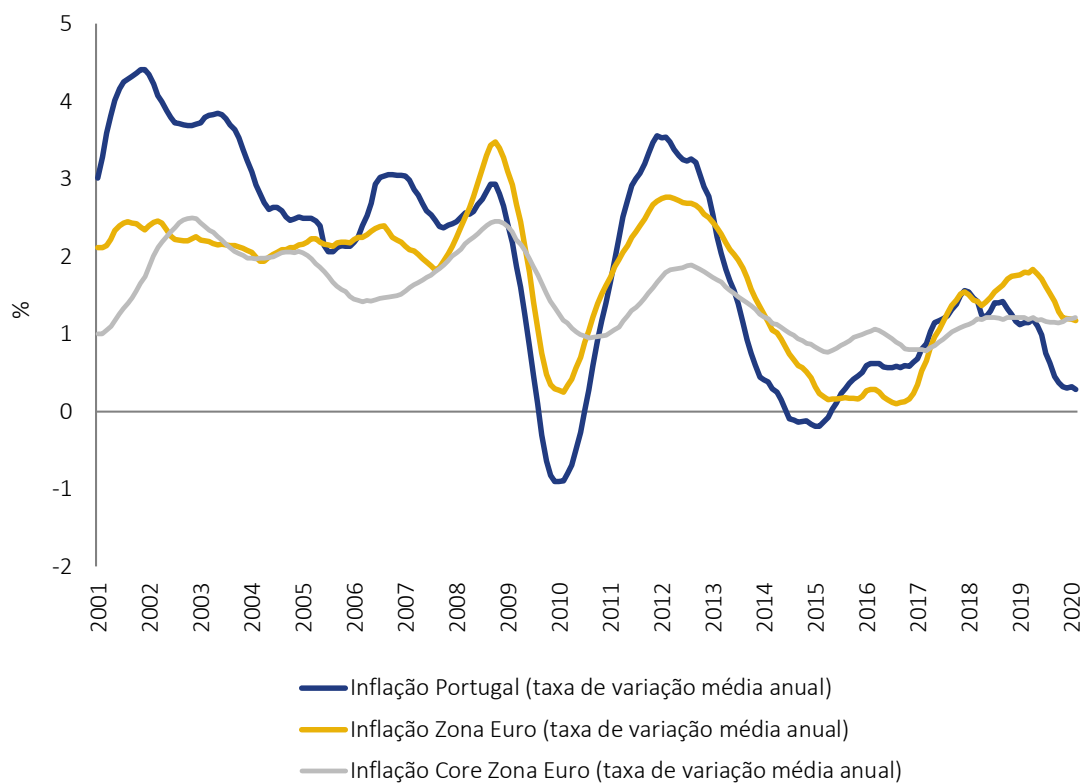
Mais recentemente, em março, e como reação à expectativa de uma recessão económica na zona euro provocada pela COVID-19, o BCE começou por anunciar 120 mil milhões de euros adicionais no programa de compra de ativos (para além dos 20 mil milhões de euros já em vigor), de modo a ter uma presença mais “robusta” nos mercados obrigacionistas, numa fase de maior volatilidade. Este novo pacote de política monetária inclui também linhas de crédito mais baratas e requisitos de capital menos exigentes para os bancos, procurando garantir a liquidez no sistema bancário e financeiro e apoiar a atividade de crédito. Perante a manutenção da volatilidade nos mercados, estas medidas foram seguidas, uns dias depois, pelo compromisso, por parte do BCE, de intervir massivamente nos mercados obrigacionistas, com o anúncio de um pacote de 750 mil milhões de euros para a aquisição de dívida pública e privada³. Reforçando a resposta à pandemia, a este pacote seguiram-se, em abril, novas medidas focadas na liquidez dos bancos. Diversos bancos centrais das principais economias mundiais tomaram medidas semelhantes, procurando acalmar os mercados e garantir liquidez nos sistemas financeiros.

No atual contexto, é expectável que estes níveis de taxas de juro de curto prazo historicamente baixas se possam prolongar nos próximos meses, tendo em conta o objetivo do BCE de conter os efeitos da recessão esperada para o conjunto das economias europeias devido à crise provocada pela COVID-19, desde que as expectativas de inflação na zona euro se mantenham nos atuais níveis relativamente reduzidos.

A inflação média anual *core* (que não considera os preços de energia) tem-se mantido estável em níveis ligeiramente acima de 1% da zona euro, tendo-se situado, em fevereiro de 2020, nos 1,21% (*vide* Figura 2-4).

³ Este pacote foi denominado de “Pandemic Emergency Purchase Programme”, ou PEPP.

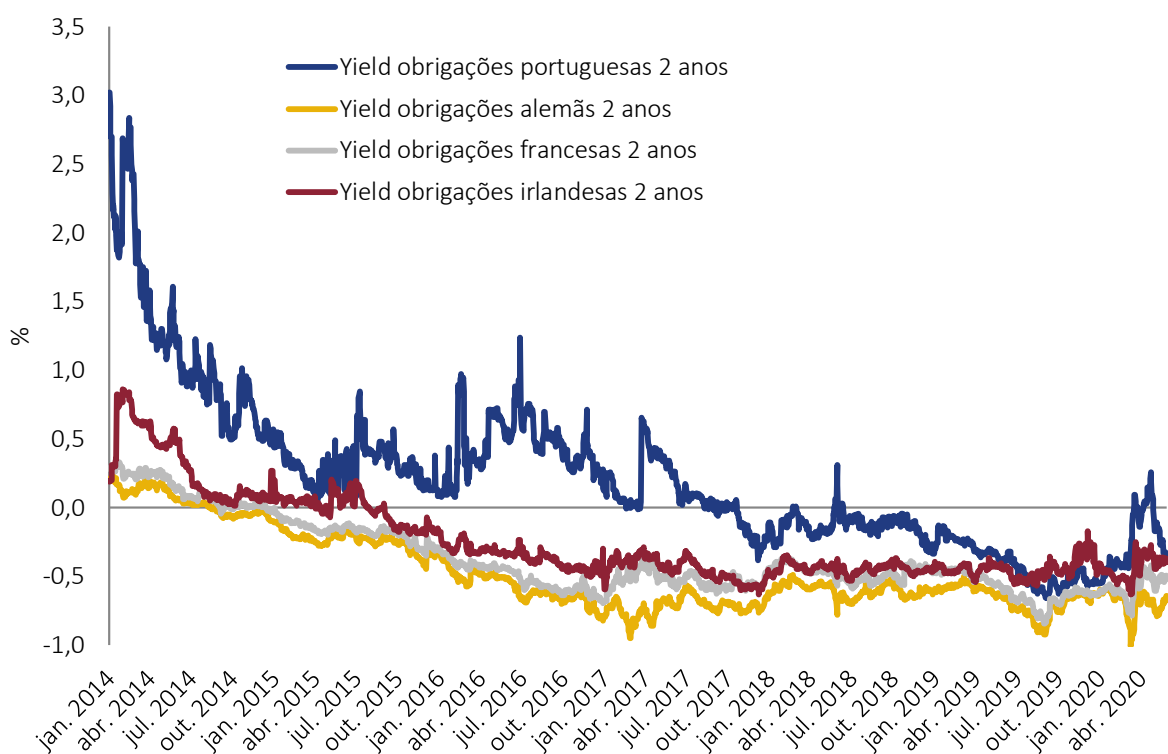
Figura 2-4 - Taxas de inflação Portugal e Zona Euro



Fonte: ERSE, Reuters

Importa, igualmente, destacar a diminuição do diferencial das *yields* das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às *yields* das obrigações alemãs com mesma maturidade nos últimos anos. O impacto do programa de QE do BCE e a estabilização das condições económicas e financeiras no conjunto da zona euro é igualmente visível na Figura 2-5, apresentando-se a evolução das *yields* das obrigações do Estado com maturidade de 2 anos da Alemanha, da França e da Irlanda, para além de Portugal. Observa-se que a queda das *yields* das obrigações nesses países foi notória nos últimos anos.

Contudo, a crise provocada recentemente pela COVID-19 motivou já um aumento da volatilidade do diferencial das *yields* das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às *yields* das obrigações alemãs com mesma maturidade, refletindo um efeito de “*flight to quality*”. Nos próximos meses é expectável que este diferencial se mantenha volátil, tendo em conta a elevada incerteza face ao impacto dessa crise nas economias europeias.

Figura 2-5 - *Yields* das obrigações a 2 anos (média móvel de 30 dias)

Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 2-6 podemos observar a evolução das *yields* das obrigações da GALP, REN e EDP de mais curto prazo desde 2017. A evolução das *yields* destas obrigações reflete as condições de financiamento das empresas, que têm acompanhado as condições económicas e financeiras do país e da zona euro.

Observa-se que, em termos globais, até final de 2019, a diferença entre as *yields* das obrigações das empresas e a Euribor a 12 meses e a OT a 2 anos apresenta uma tendência de descida. Contudo, mais recentemente, em virtude da atual crise de saúde pública, a volatilidade deste diferencial aumentou, sendo expectável que se mantenha elevada a curto-médio prazo.

Figura 2-6 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, REN e EDP de curto prazo



Fonte: ERSE, Reuters

Embora as condições financeiras verificadas em 2019 permitissem reduzir o valor do *spread* do ano s-1 (2019) para 0,50 pp., tendo em conta o atual ambiente de volatilidade e incerteza face à evolução das condições económico-financeiras entendeu-se manter o *spread* do ano s-1 (2019) em 0,75 pp., igual ao *spread* do ano de 2018 (que passa a ser o *spread* para s-2).

Assim, o *spread* no ano s-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa média de juro EURIBOR a doze meses, é de 0,75 pp⁴.

⁴ Estes *spreads* são definidos no pressuposto da gestão eficiente das empresas reguladas, que subteme a adequação das políticas de financiamento dessas empresas, designadamente em termos temporais, ao RT em vigor.

TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS

As taxas de remuneração dos ativos regulados variam tendo em conta as metodologias de indexação constante dos respetivos documentos de parâmetros: “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” e “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”.

Para o apuramento dos ajustamentos de 2018 e de 2019, as taxas foram calculadas de acordo com a metodologia do período regulatório que se iniciou no ano gás 2016-2017, do documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”. Para 2018 a taxa fixou-se em 5,52% na alta pressão e em 5,82% na média e baixa pressão. Para 2019, no cálculo dos ajustamentos, as taxas de remuneração foram calculadas tendo em conta a metodologia expressa, sendo estas taxas iguais a 5,40% na alta pressão e a 5,70% na média e baixa pressão.

Para o ano de tarifas 2020-2021 a taxa de remuneração prevista corresponde à metodologia dos novos parâmetros do setor do gás natural associados ao cálculo do custo de capital para o período 2020-2023 do corrente processo tarifário, sendo estas taxas iguais a 4,53% na alta pressão e a 4,73% na média e baixa pressão. Note-se que estas taxas representam uma estimativa que considera os valores das *yields* das OTs registados até finais de fevereiro, sendo posteriormente atualizadas em futuros exercícios tarifários de acordo com o mecanismo de indexação em vigor.

A taxa de remuneração implícita utilizada no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC corresponde à mesma taxa utilizada para esta atividade no setor elétrico⁵.

O Quadro 2-1 apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

⁵ O seu cálculo encontra-se explicitado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020” associado ao processo tarifário do setor elétrico para 2018.

Quadro 2-1 - Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2018	Taxa 2019	Taxa estimada 2020	Taxa prevista 2021
Alta Pressão	5,52%	5,40%	4,53%	4,53%
Média e Baixa Pressão	5,82%	5,70%	4,73%	4,73%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC		4,40%	2,73%	2,73%

2.3 TAXA DE INFLAÇÃO

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada num determinado espaço económico. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

Deste modo, e sendo o gás natural, tal como a eletricidade, um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação, já que no PIB se refletem todas as relações económicas, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

A ERSE avalia as previsões das empresas para o deflator do PIB utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para os anos de 2020 e 2021, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões utilizadas pela ERSE.

Note-se que as previsões utilizadas para o deflator do PIB não incorporam o atual contexto económico-financeiro extremamente incerto, quando é ainda muito difícil antecipar os efeitos e impacte temporal da atual crise de saúde pública.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2020 e 2021, são apresentadas no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	FMI	CE	OCDE
2020	1,5	1,5	0,5
2021	1,5	1,6	1,0

Fontes: FMI - World Economic Outlook database, outubro 2019⁶; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, novembro 2019; OCDE - *Economic Outlook* dezembro 2019;

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2020 como para o ano de 2021, como se esquematiza no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas

	2020	2021
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,7%	1,7%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,7%	1,7%
Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,7%	1,7%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,7%	1,7%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,7%	1,7%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,7%	1,7%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,7%	1,7%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,7%	1,7%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,7%	1,7%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,7%	1,7%
REN Armazenagem, S.A.	1,5%	1,6%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1,5%	1,6%
REN Gasodutos, S.A.	1,5%	1,6%
REN Portgás Distribuição S.A.	1,2%	1,2%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,7%	1,7%
Setgás Comercialização, S.A.	1,7%	1,7%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,7%	1,7%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,7%	1,7%
Transgás, S.A.	1,7%	1,7%

⁶ <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2019/02/weodata/weoselgr.aspx>

O IPIB adotado pela ERSE para 2020 e 2021 é de 1,5% e 1,6%, respetivamente, e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de novembro de 2019. Estes valores são muito próximos dos valores previstos pelas empresas.

2.4 CUSTO DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

A presente análise efetua-se no decorrer de um momento absolutamente excepcional, cujos efeitos nos mercados dos combustíveis, e o seu prolongamento no tempo, são desconhecidos e difíceis de prever. É de realçar que o custo do gás natural que se estima será aplicado a partir de outubro de 2020, pelo que se espera que os efeitos colaterais da crise da COVID-19 já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados.

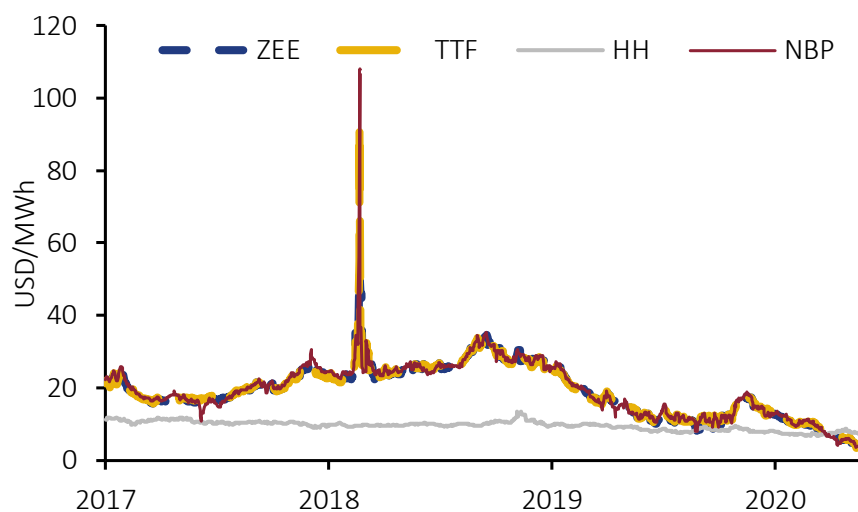
O Comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento da atividade regulada aos Comercializadores de último recurso (CUR), através dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente, associa o preço de aquisição de gás natural à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos contratos de *take-or-pay*.

Até dezembro de 2020 o gás natural liquefeito (GNL) é adquirido à Nigéria (NLG) através de três contratos, enquanto o gás natural é comprado na Argélia através de um contrato com a Sonatrach (via gasoduto). No final de 2020 termina o contrato com a Sonatrach (via gasoduto). Desta forma, o contrato da Sonatrach apenas será tido em conta nas previsões do custo do gás natural até ao final de 2020.

Para analisar a evolução do preço do gás natural em Portugal e nos mercados internacionais foram selecionados quatro mercados internacionais de referência, o Zeebrugge, o National Balancing Point (NBP), o Title Transfer Facility (TTF) e o Henry Hub (HH). O Zeebrugge, o NBP e o TTF são *hubs* virtuais de compra e venda de gás natural localizados na Bélgica, Reino Unido e Holanda, respetivamente, que constituem uma referência no mercado Europeu de compra e venda de gás natural. O HH é um *hub* de referência para contratos de futuros de gás natural, nos Estados Unidos (ver Figura 2-7).

Figura 2-7 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais



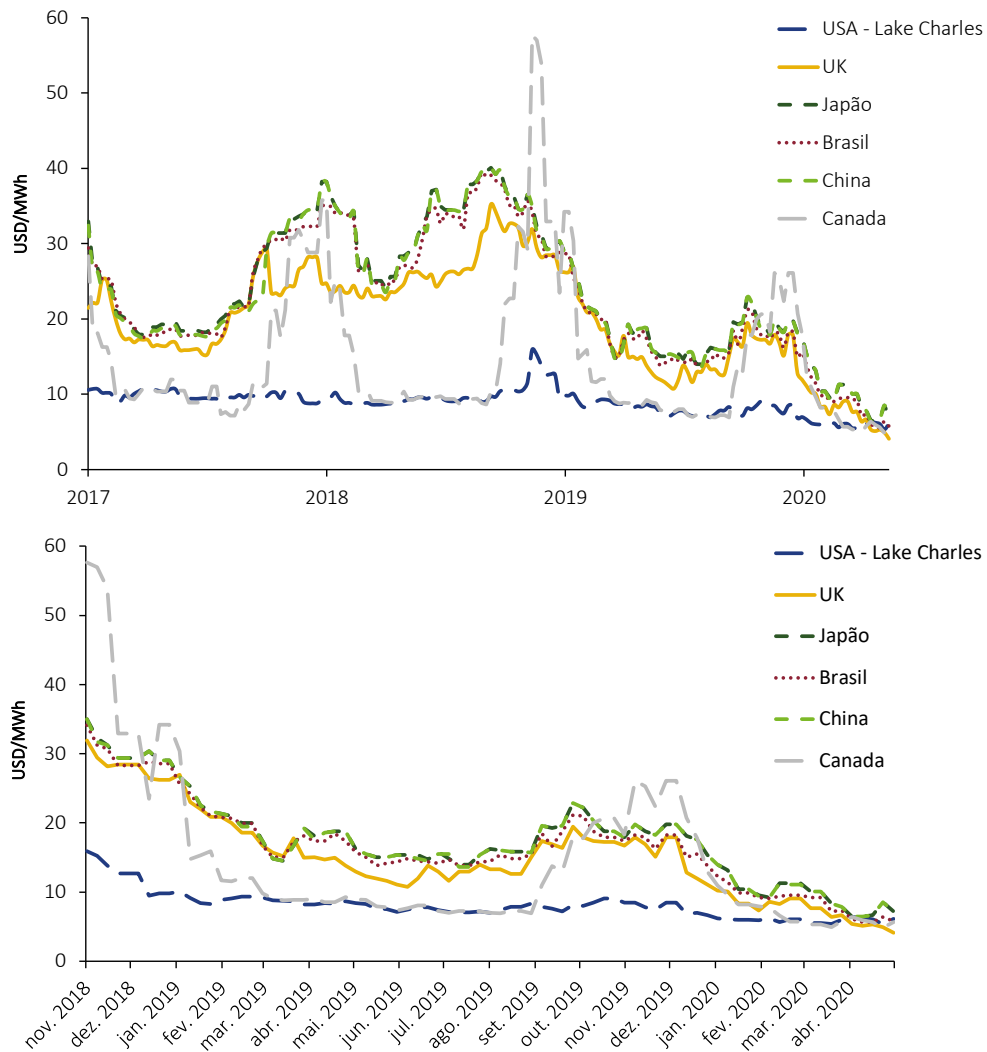
Fonte: ERSE, Reuters

Como se pode verificar, todos os produtos apresentam um comportamento semelhante à exceção do HH americano que se descola do preço dos restantes produtos não acompanhando o seu processo de valorização. Este facto deve-se, sobretudo, à produção de *shale gas* nos Estados Unidos.

A Figura 2-8 apresenta a evolução dos preços do GNL nos mercados internacionais, tendo para o efeito sido escolhidos os mercados representativos de consumo de GNL na América do Norte, o Canadá e os EUA (Lake Charles), na América do Sul, o Brasil, na Europa, o Reino Unido e na Ásia, o Japão e a China.

O gráfico da figura *infra* permite observar que o custo médio do GNL diminuiu em 2020 nos vários mercados, face ao período homólogo, com reduções entre -37% (EUA) e -63% (Canadá). Tendo em conta os dados disponíveis até à data, faltando menos de uma semana para o fecho do segundo trimestre de 2020, nos EUA (Lake Charles) os custos do GNL encontram-se em níveis bastante baixos, com um preço médio por volta dos 6 USD/MWh,. No caso do Japão, verifica-se um valor próximo dos 7 USD/MWh e no Reino Unido os preços de GNL registaram um valor médio de 5 USD/MWh. No Brasil o valor médio observado foi de 6 USD/MWh.

Figura 2-8 - Evolução do preço do GNL nos mercados internacionais

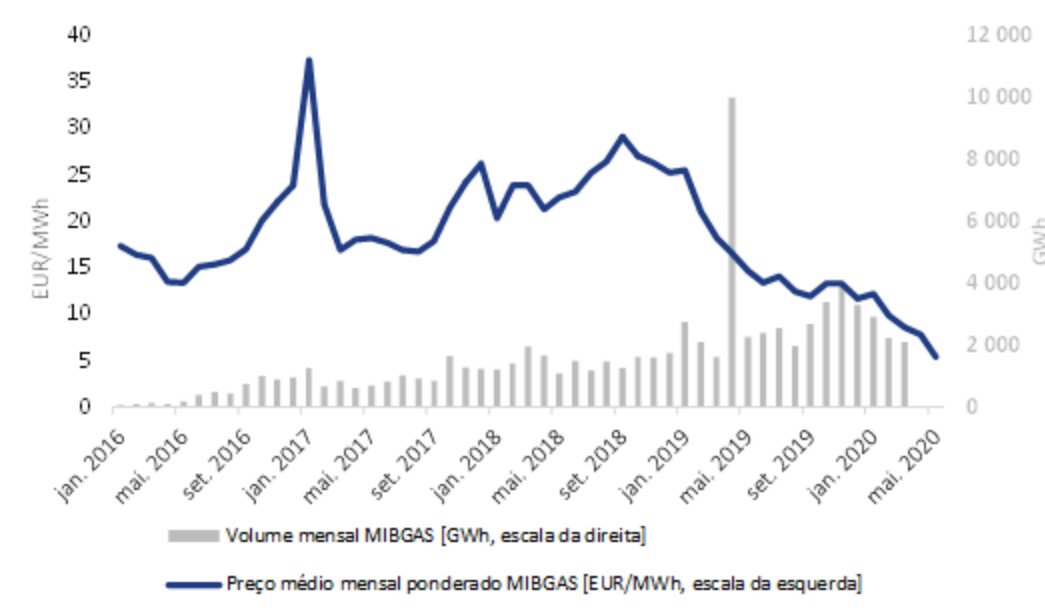


Fonte: ERSE, Reuters

No final de 2015 entrou em funcionamento o Mercado Ibérico do Gás (MIBGAS), o *hub* de gás na Península Ibérica, tendo a negociação de produtos de gás natural iniciado em 16 de dezembro de 2015. Desta forma, apresenta-se na Figura 2-9 a evolução de preços e volumes de gás natural transacionados no MIBGAS⁷.

⁷ Os preços Mibgás correspondem aos preços médios ponderados para todas as transações organizadas para o dia em causa nas sessões já concluídas.

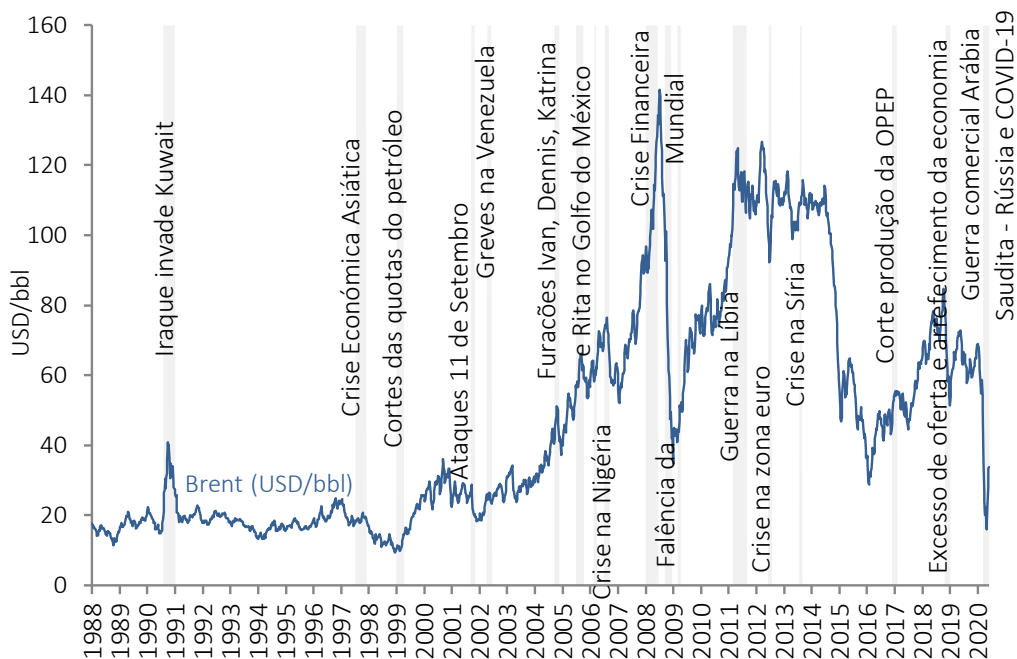
Figura 2-9 - Evolução do volume e preço do gás natural no MIBGAS



Fonte: ERSE, MIBGAS

Na Figura 2-10 podemos observar os principais eventos de relevância na evolução do preço do petróleo (representado no caso particular pela cotação do Brent) nos últimos 30 anos. A partir de 2002, a evolução do preço do petróleo (USD/bbl) foi marcada por uma subida acentuada e uma maior volatilidade, com o preço do Brent a atingir um máximo de 141 USD/bbl no início de julho de 2008. Nos anos compreendidos entre 2011 e 2014 registou-se uma cotação média do Brent de 108 USD/bbl. No período entre 2015 e 2017, as médias anuais verificadas foram bastante inferiores, entre 44 USD/bbl e 54 USD/bbl, período durante o qual o Brent registou um valor mínimo de 12 anos, no início de 2016, com uma cotação de 27 USD/bbl. Nos anos de 2018 e 2019, as médias anuais da cotação do Brent observaram uma subida, para valores de 71 USD/bbl e 64 USD/bbl, respetivamente. No mês de março de 2020 a pandemia da COVID-19, agravada pela Guerra comercial entre a Arábia Saudita e a Rússia, levou a uma queda drástica e abrupta da cotação do petróleo, com o Brent a registar valores abaixo dos 30 USD/bbl, uma redução de 53% face ao preço médio de 2019. Em abril de 2020 a cotação do Brent registou um mínimo de 21 anos, com um valor de 11,4 USD/bbl. Durante o mês de maio de 2020, após os novos cortes anunciados pela OPEP e com a reabertura gradual e o levantamento de parte das restrições de algumas economias mundiais, a cotação do Brent subiu para valores acima dos 30 USD/bbl.

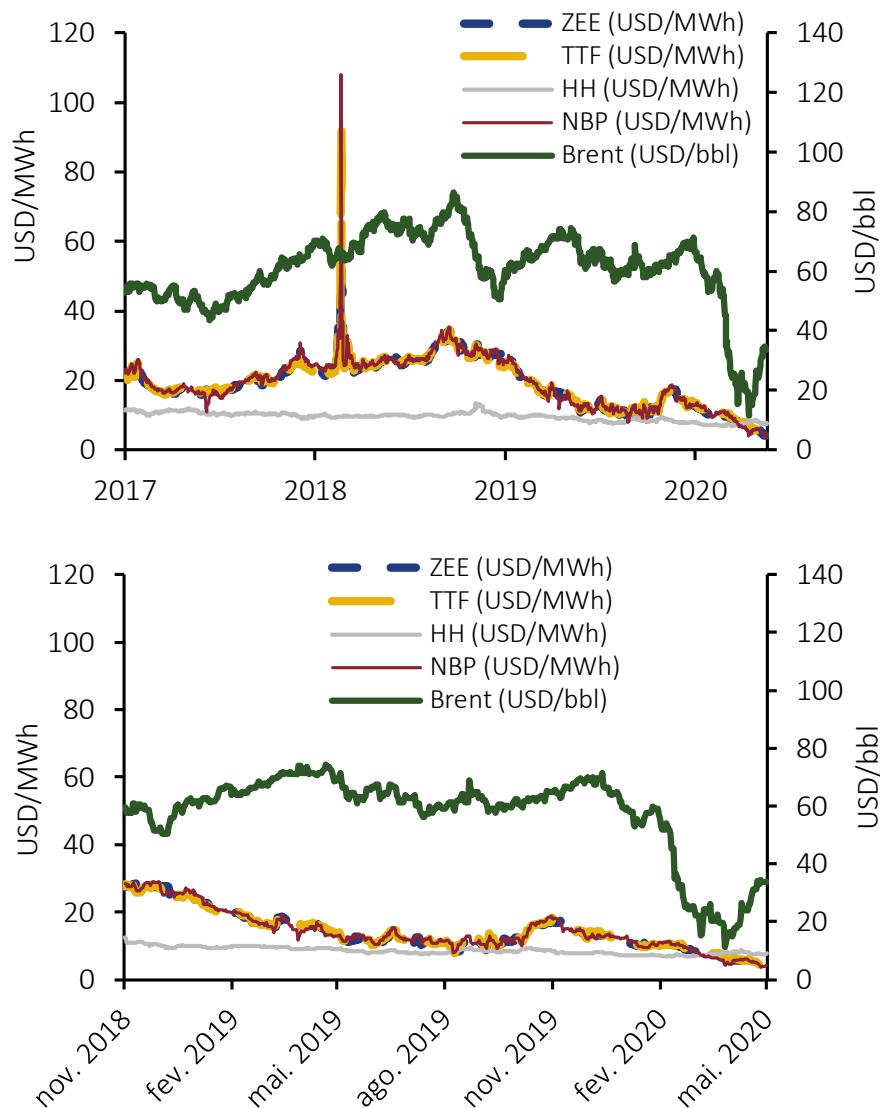
Figura 2-10 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent



Fonte: ERSE, EIA

A Figura 2-11 apresenta a mesma análise da Figura 2-7 considerando o preço do petróleo (USD/bbl), para além dos preços do gás natural nos mercados internacionais de referência. Verificaram-se oscilações momentâneas no preço do gás natural que, aparentemente, não estão relacionadas com o preço do petróleo, havendo, contudo, períodos em que se verifica alguma correlação entre as cotações destas duas *commodities*. É de realçar, no entanto, a maior volatilidade registada nas cotações do petróleo do que nas cotações do gás natural.

Figura 2-11 - Evolução do preço do gás natural e do preço do petróleo nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, EIA, Reuters

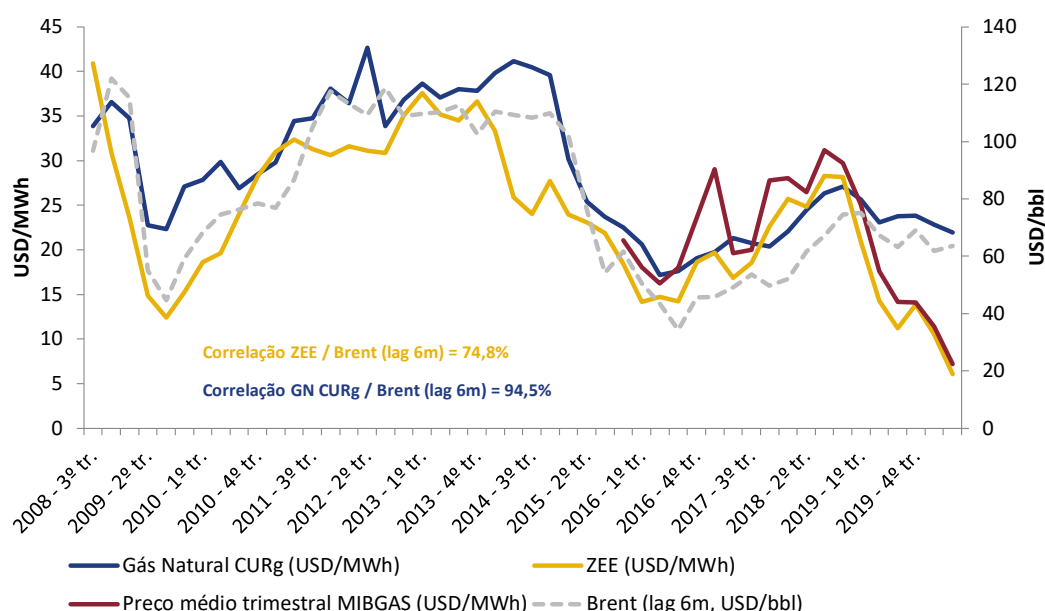
A Figura 2-12 apresenta a evolução dos preços do gás natural nos mercados *Zeebrugge*, do MIBGAS, do custo do gás natural em Portugal para os CUR e do petróleo Brent, em base trimestral, considerando um desfasamento temporal de 6 meses entre o preço do petróleo e os preços dos restantes produtos, sendo também apresentadas as respetivas correlações⁸. Se se considerar o desfasamento entre o preço do petróleo, a correlação entre a média móvel de 6 meses do preço do petróleo, desfasada um trimestre e o

⁸ As análises efetuadas mostram que há um desfasamento temporal entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do custo do gás natural, verificando-se que as correlações apresentam valores superiores para um desfasamento de 6 meses.

preço médio trimestral do gás natural em Portugal para os CUR é de 95%, uma correlação bastante elevada. Esta correlação justifica-se, em grande parte, pelo facto do preço dos contratos de *take-or-pay* estarem indexados ao preço do petróleo ou aos seus derivados com desfasamento entre 6 e 12 meses, consoante os contratos.

Observa-se igualmente que os preços do gás natural nos mercados grossistas estão significativamente menos correlacionados com o do petróleo, do que se verifica no caso do custo de aquisição do CURg.

Figura 2-12 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses



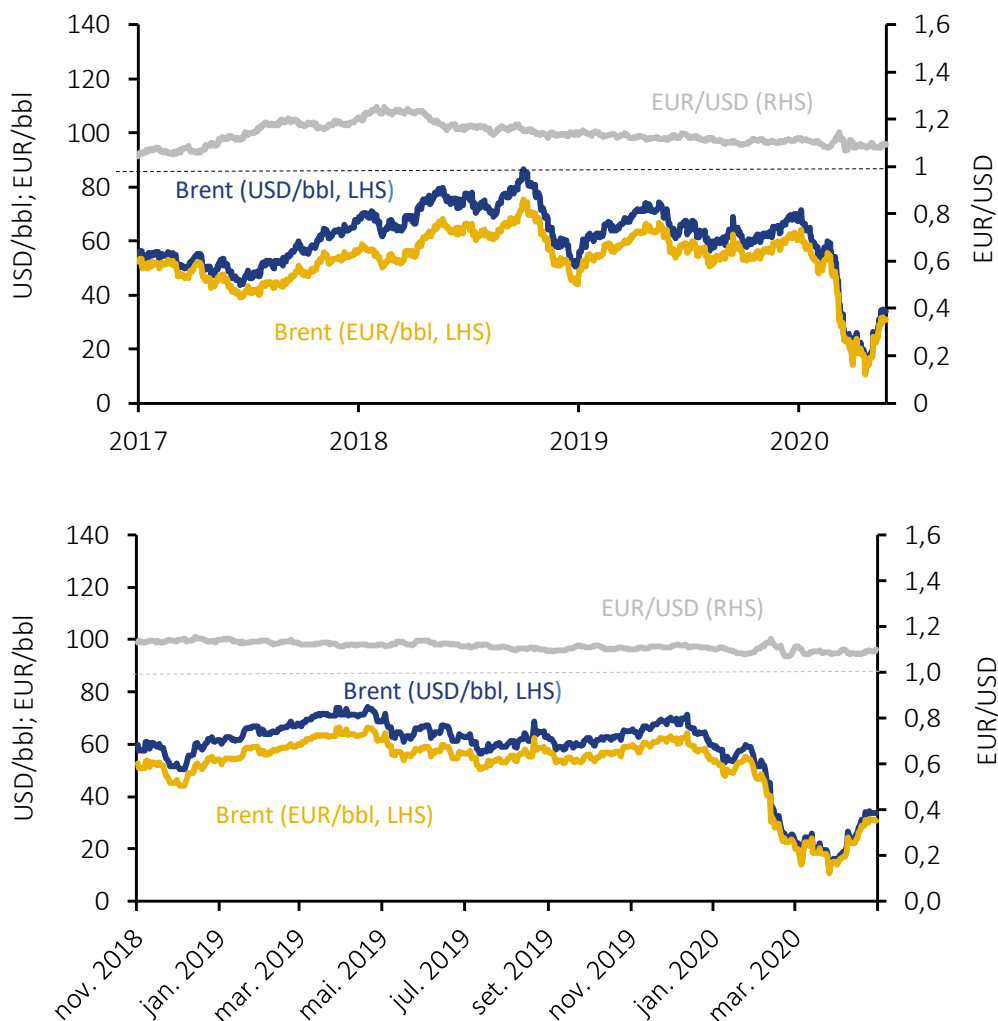
Nota: Não é apresentada a correlação com o MIBGAS por ter um número reduzido de observações, sendo que a correlação obtida com estes dados não foi significativa.

Fonte: ERSE, Reuters

De modo a avaliar o impacto da evolução do preço do petróleo nos custos da energia em Portugal, visto que o preço do gás natural é pago em dólares americanos, torna-se também relevante analisar a recente evolução da cotação do EUR/USD e a evolução do preço do petróleo sem o efeito cambial. A Figura 2-13 apresenta a evolução da cotação do EUR/USD e do preço do barril de petróleo em dólares e em euros ao longo dos últimos anos. A evolução da cotação do EUR/USD tem sido relativamente estável ao longo do período em análise, tendo a o preço do barril de petróleo em dólares e em euros observado trajetória que não divergem significativamente. No início de 2020 observou-se uma volatilidade superior em resultados

da incerteza em torno do impacte nas economias da COVID-19 e das medidas que irá ser necessárias tomar para minimizar esse impacte.

Figura 2-13 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros



Fonte: ERSE, Reuters

Tal como foi salientado atrás, a presente análise efetua-se no decorrer de um momento absolutamente excepcional, cujos efeitos nos mercados dos combustíveis, e o seu prolongamento no tempo, são desconhecidos e difíceis de prever. É de realçar que o custo do gás natural que se estima será aplicado a partir de outubro de 2020, pelo que se espera que os efeitos colaterais da crise da COVID-19 já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados.

Face ao exposto, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2020 e 2021 foi de: i) 1,69899 cent€/kWh, para 2020 e de ii) 1,72901 cent€/kWh, para 2021, ambos considerados à saída.

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infraestruturas de gás natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário. Os valores considerados para o custo unitário de aquisição do gás natural e para a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 2-4.

Quadro 2-4 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás natural

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2020-2021
Custo unitário terminal GNL	0,02577
Custo unitário armazenamento subterrâneo	0,04395
Custo unitário imobilização Reserva Estratégica	0,00530
Custo unitário rede transporte	0,00668
Custo unitário (Custos Galp Gás Natural)	0,00866
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,09036
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	1,63115
Custo GN (Incluindo custos de ATR, cent€/kWh)	1,72151

2.5 ANÁLISE DA PROCURA DE GÁS NATURAL

Neste ponto apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de procura de gás natural que suporta as tarifas para 2020-2021. Face ao atual enquadramento de grande incerteza criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, que terão impacto no nível de procura de gás natural principalmente no ano de 2020, os valores relativos a esse ano apresentam uma maior incerteza, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão quando forem calculados os ajustamentos aos

proveitos permitidos desse ano. Neste ponto, serão analisados os dados reais da procura de gás natural do ano 2018, a melhor estimativa do ano 2019 baseada nos dados reais já disponíveis que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir no ano gás 2020-2021, bem como as previsões para 2021, no pressuposto do retorno à normalidade nesse ano do nível de procura.

2.5.1 PREVISÃO DA PROCURA

A Figura 2-14 ilustra a evolução do consumo de gás natural em Portugal desde 2011, onde é patente a alteração da repartição de consumos entre grupos tipificados de consumidores de gás natural. Até 2014, observou-se uma diminuição muito acentuada do consumo dos centros electroprodutores, motivada por alterações estruturais⁹ e por aspetos conjunturais¹⁰ no setor elétrico Português. De 2015 a 2017 verificou-se uma retoma do consumo dos centros electroprodutores, o qual se associa a fatores climatéricos e a situações estruturais e conjunturais dos sistemas elétricos da Península Ibérica e de França¹¹.

Com a estabilização dos restantes segmentos de consumo desde 2014, observa-se que são as variações de consumo dos centros electroprodutores que determinam maioritariamente as variações do consumo nacional de gás natural. Quer a tendência de decréscimo de consumo de gás natural em Portugal desde 2011, com um mínimo em 2014, quer a inversão desta tendência ocorrida nos últimos anos reais, com um pico em 2017, resultaram de mudanças no consumo dos centros electroprodutores. O consumo registado em 2018 e o estimado para 2019, apesar de serem ligeiramente inferiores ao pico registado em 2017, refletem a tendência de crescimento do consumo de gás natural. Esta tendência está relacionada com alterações no setor elétrico, nomeadamente na substituição de carvão por fontes de energia renováveis, que por sua vez resultam numa necessidade adicional de funcionamento das centrais de ciclo combinado a gás natural para capacidade firme de backup, por serem tecnologias de produção elétrica intermitentes.

Este comportamento está em parte refletido nos dados previsionais do consumo de gás natural para 2021 considerados pela ERSE nestas tarifas, que também constam da Figura 2-14, que apresentam uma

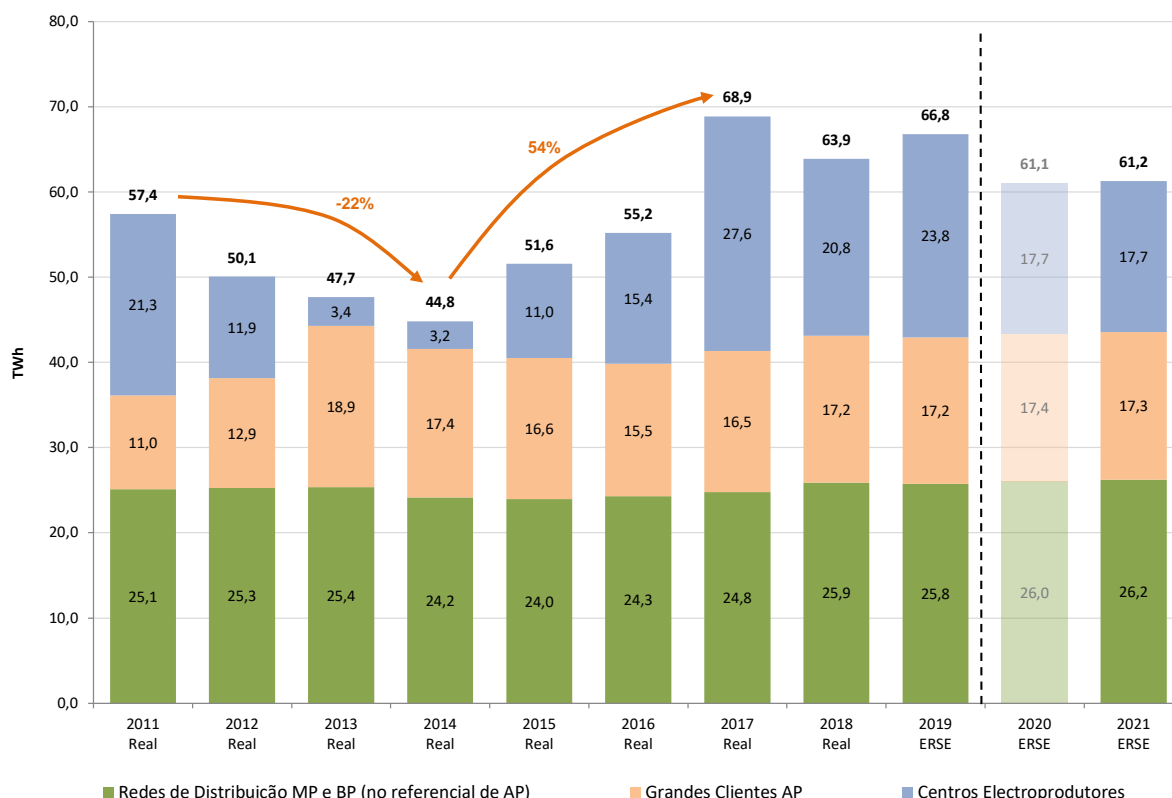
⁹ Salienta-se o aumento da capacidade de produção de origem renovável (hídrica, eólica e solar) e o reforço da capacidade de interligação com Espanha.

¹⁰ Designadamente a acentuada diminuição do consumo de eletricidade entre 2011 e 2013, forte hidraulicidade e eolicidade nos anos de 2013 e 2014, renegociação em baixa das quantidades de gás natural contratadas pela central da Turbogás a partir de 2012.

¹¹ Como seja, a reduzida hidraulicidade nacional em 2015 e 2017, a menor disponibilidade de produção de origem nuclear em França no final de 2016 e início de 2017 e o reforço da capacidade das interligações das redes elétricas da Península Ibérica com França e conseqüentemente com o resto da Europa ocorrida em 2015.

estabilização dos consumos dos centros electroprodutores, dos grandes clientes em AP e dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição. Para os consumos abastecidos pelas redes de distribuição consideraram-se as previsões dos operadores dessas redes¹², assim como para os centros electroprodutores e grandes clientes em AP em que se aceitaram as previsões de consumo da REN.

Figura 2-14 - Evolução dos consumos de gás natural em Portugal



Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

Tal como referido no enquadramento do presente capítulo, os dados relativos a 2020 são meramente indicativos, face ao atual enquadramento de incerteza criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, devendo posteriormente sofrer uma significativa revisão quando forem calculados os ajustamentos aos proveitos permitidos desse ano.

¹² Exceto no caso da Sonorgás, em que os consumos previstos pela empresa para os novos polos de consumo foram revistos em baixa

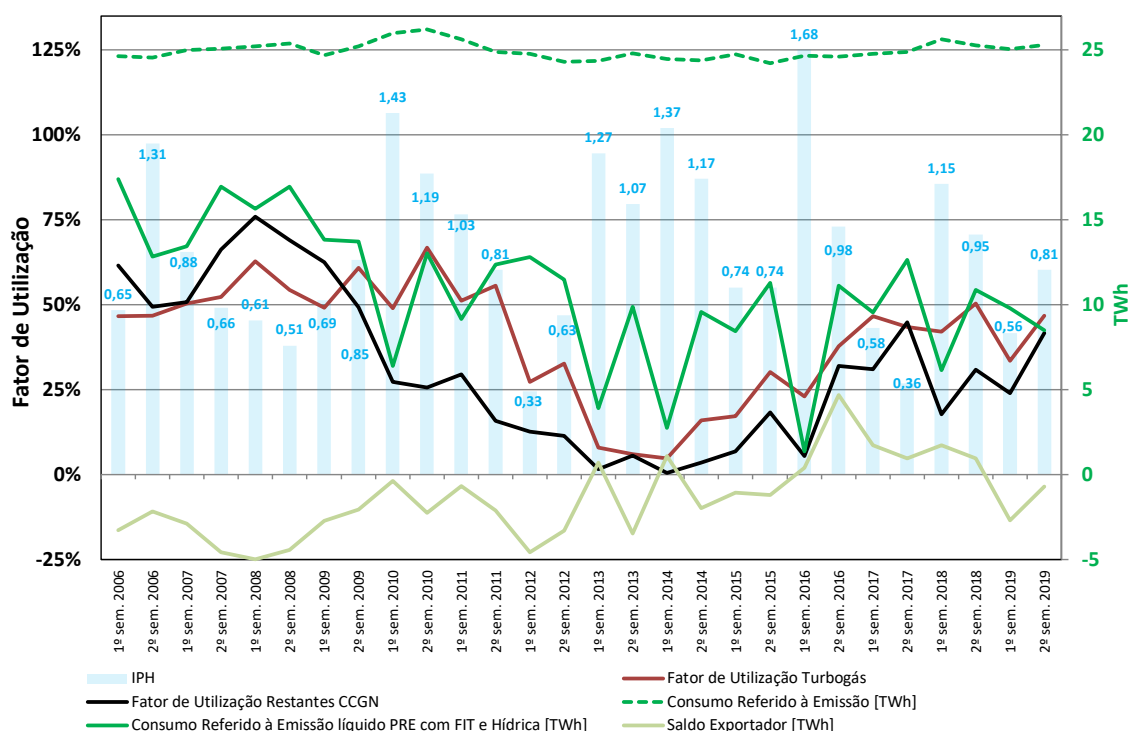
Habitualmente, as previsões da ERSE para o consumo dos centros electroprodutores procuram incorporar as particularidades do seu funcionamento, nomeadamente o comportamento do mercado elétrico que é dependente da estrutura do sistema electroprodutor e as suas fontes, nomeadamente as de origem renovável, hídrica e eólica, tipicamente intermitentes, e da sua potência instalada.

Assim, as principais variáveis explicativas da evolução recente do consumo de gás natural dos centros electroprodutores são:

- consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com remuneração garantida (*feed-in tariff*), de modo a obter a procura dirigida aos centros electroprodutores convencionais, e que é indicativo das possibilidades de colocação da produção das centrais de ciclo combinado a gás natural e, portanto, do respetivo consumo de gás natural;
- Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH), que é representativo da produção das centrais hídricas, cuja participação nos mercados grossistas de eletricidade é determinada pelas afluências de água, o que por sua vez condiciona as possibilidades de colocação da produção das restantes tecnologias;
- fator de utilização da potência instalada¹³ da central da Turbogás, cujo consumo de gás natural está enquadrado por um contrato *take-or-pay*;
- saldo exportador do sistema elétrico português, medido nas interligações com Espanha, que é indicativo dos efeitos da integração ibérica e europeia sobre os centros electroprodutores portugueses.

¹³ Relação entre a energia elétrica produzida e o produto entre a potência instalada e o número de horas do período.

Figura 2-15 - Evolução semestral do consumo de energia elétrica, do índice de produtividade hidroelétrica e do fator de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural



Da análise desta figura é possível associar a progressiva redução do consumo de energia elétrica líquido de PRE com feed-in tariff (FIT) e produção hídrica até 2014, decorrente quer da estagnação do consumo, quer do crescimento da PRE e da hídrica em anos húmidos, à redução dos fatores de utilização das centrais de ciclo combinado.

Até 2015, a dependência do consumo de gás natural do mercado elétrico das condições climáticas era quase direta, ou seja, anos húmidos como 2013 e 2014 foram anos de consumo historicamente baixo dos centros electroprodutores, já anos secos como o de 2008, registam taxas de utilização das centrais termoelétricas a gás natural elevadas.

Na figura apresentada percebe-se que recentemente, as condições climáticas deixaram de ser os únicos fatores dominantes na produção de energia elétrica a gás natural, passando o saldo exportador da interligação do setor elétrico também a ser um fator com influência. Veja-se o comportamento do saldo exportador e do IPH, por exemplo o ano de 2016, particularmente húmido, e o ano de 2017, bastante seco registaram consumos de GN nos centros electroprodutores não desprezáveis e também um saldo exportador que contrariou o padrão de importação do setor elétrico. O ano 2019 foi classificado como um

ano neutro em termos de hidraulicidade, tendo invertido o saldo da interligação para importador, sendo, o consumo de GN dos centros electroprodutores neste ano justificado essencialmente pelas condicionantes da produção termoelétrica a carvão¹⁴.

Assim, face às atuais incertezas, a ERSE optou por adoptar as previsões da REN que estão em linha com as tendências do ano de 2018 e estimado para 2019.

No que diz respeito ao segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, o consumo terá atingido um nível estável, sem entradas e saídas de instalações relevantes para o nível de consumo deste segmento e com a manutenção de um regime quase permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir os valores previstos pela REN para 2021.

No que respeita às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos totais e número de pontos de entrega do agregado dos operadores das redes de distribuição para 2020, exceto no caso da Sonorgás. Esta empresa desde de 2016 tem apresentado previsões para os novos 18 polos, cujas licenças foram atribuídas em setembro de 2015, no entanto atrasos sucessivos nos investimentos de desenvolvimento das novas áreas licenciadas têm resultado em discrepâncias sistemáticas entre as previsões da Sonorgás e o verificado. Atualmente, com a informação mais recente sobre o desenvolvimento dos investimentos nas novas áreas licenciadas, nomeadamente, a execução orçamental da empresa em 2018, a ERSE optou por aceitar as previsões da empresa para o ano 2019. No entanto para 2021 considera-se que o desenvolvimento dos novos polos será mais lento do que o previsto pela empresa, assumindo-se que a procura nesse ano atingirá 50% das previsões da empresa, quer para o consumo como para os pontos de abastecimento.

Na atividade de Comercialização de último recurso retalhista, a ERSE assumiu para o exercício tarifário do ano gás 2020-2021 as previsões de procura das empresas, quer para o segmento de consumidores acima de 10 000m³, quer para o segmento de consumidores abaixo de 10 000m³, uma vez que estas deverão refletir a realidade atual do mercado nestes segmentos. Registe-se que estas previsões assumem a manutenção das tarifas transitórias de venda a clientes finais para além de 31 de dezembro de 2021.

¹⁴ Política fiscal com agravamento do imposto (ISP) sobre o CO2 (25% em 2019, 50% em 2020, 75% em 2021 e 100% em 2022) que afeta a central de carvão de Sines. Políticas europeias de descomissionamento das centrais a carvão

2.5.2 DESVIOS DA PROCURA

Neste ponto, analisam-se as principais variáveis físicas que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir no ano gás 2020-2021. São analisados, em particular, os indutores de custo que têm ligação à procura de gás natural nas atividades em que o cálculo de proveitos permitidos incorpora metodologias de regulação do tipo *price cap*. Verificam-se, também, para as principais rubricas do balanço de gás natural, os desvios entre os valores ocorridos no ano gás 2018-2019 e os correspondentes valores previstos para fixação das tarifas desse ano gás. Refira-se que os balanços de gás natural, reais e previsionais, apresentados pela ERSE resultam de um processo de análise e de consolidação de dados dos vários agentes, de modo a que o mesmo seja coerente com a realidade física do SNGN¹⁵.

BALANÇO DE GÁS NATURAL EM ANO GÁS

O Quadro 2-5 e o Quadro 2-6 permitem comparar os valores ocorridos no ano gás 2018-2019 das principais rubricas dos balanços de gás natural da rede de transporte e das redes de distribuição, com os correspondentes dados previsionais considerados pela ERSE no cálculo das tarifas do ano gás 2018-2019.

¹⁵ À semelhança dos anos anteriores, a ERSE assumiu para valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano gás 2018-2019, o valor obtido com os dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do terminal de GNL, correspondentes a leituras efetuadas nas GRMS de entrega de gás natural às redes de distribuição interligadas à rede de transporte e a carregamentos de camiões cisterna destinados a UAG da distribuição.

Quadro 2-5 - Balanço de gás natural na rede de transporte

		Real	Tarifas 2018-2019 (ERSE)		
		2018-2019	GWh	2018-2019 (real - previsto)	
		GWh		GWh	%
	Entradas na RNTGN				
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	10 793	35 511	-24 718	-69,6%
	1.1 Campo Maior	10 780	35 511	-24 732	-69,6%
	1.2 Valença do Minho	13	0	13	
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	56 711	24 614	32 097	130,4%
	2.1 Injeções RNT	54 863	23 065	31 798	137,9%
	2.2 Camião cisterna	1 848	1 550	299	19,3%
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	4 787	1 662	3 125	188,1%
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	72 291	61 788	10 503	17,0%
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	70 443	60 238	10 205	16,9%
	Saídas da RNTGN				
	6 Exportação (Valença do Minho)	1 271	0	1 271	n.d
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	5 123	1 662	3 462	208,3%
	8 Centros electroprodutores	21 488	17 689	3 799	21,5%
	9 Clientes industriais em AP	17 511	16 445	1 066	6,5%
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 925	24 382	543	2,2%
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	70 319	60 178	10 141	16,9%

No balanço da rede de transporte constata-se o desvio substancial ocorrido nas saídas da rede de transporte (+16,9%), motivado principalmente pelo desvio no consumo dos centros electroprodutores (+21,5%) e pelo desvio das injeções o armazenamento subterrâneo (+208,3%). Naturalmente, este desvio refletiu-se com a mesma amplitude no total das entradas de gás natural na rede de transporte (+16,9%). Assinala-se também uma alteração na estratégia de aprovisionamento dos agentes em relação ao previsto nas tarifas de 2018-2019, que se traduziu num acréscimo notório da utilização do terminal de GNL (+130,4%), em contrapartida de um decréscimo substancial da utilização do gasoduto de Campo Maior (-69,9%), para a entrada de gás natural no SNGN.

Quadro 2-6 - Balanço de gás natural na rede de distribuição

		Real	Tarifas 2018-2019 (ERSE)		
		2018-2019	GWh	2018-2019 (real - previsto)	
		GWh		GWh	%
	Entradas na RNDGN				
15=10	15 Redes interligadas	24 925	24 382	543	2,2%
16	16 Redes abastecidas por UAG	772	702	70	10,0%
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 697	25 084	613	2,4%
	Saídas da RNDGN				
	18 Clientes em MP	17 782	17 101	681	4,0%
	19 Clientes em BP	7 871	7 938	-68	-0,9%
	19.1 Clientes em BP>	3 786	3 673	112	
	19.2 Clientes em BP<	4 085	4 265	-180	
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	45	45	0	0,4%
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	25 697	25 084	613	2,4%
	Saídas da RNDGN				
22=10=21-20	22 Total de saídas da RNDGN	25 652	25 039	613	2,4%
	22.1 Beiragás	1 122	921	201	21,8%
	22.2 Dianagás	86	82	4	5,0%
	22.3 Sonorgás	123	124	-1	-0,9%
	22.4 Durienségás	244	209	35	16,8%
	22.5 Lisboagás	4 688	4 600	88	1,9%
	22.6 Lusitaniagás	8 755	8 593	163	1,9%
	22.7 Medigás	113	104	9	8,8%
	22.8 Paxgás	18	16	2	14,3%
	22.9 Portgás	7 217	7 231	-13	-0,2%
	22.10 Setgás	1 927	1 870	57	3,0%
	22.11 Tagusgás	1 359	1 290	69	5,3%

Nas redes de distribuição verifica-se que o acréscimo na energia entrada nas redes em relação ao previsto para o ano gás 2018-2019 (+2,4%) se justifica maioritariamente pelo aumento do consumo dos clientes ligados em MP (+4,0%). Por empresas, verifica-se que a maioria veiculou mais energia do que previsto nas tarifas do ano gás 2018-2019, destacando-se os maiores desvios por excesso em energia na Lusitâniagás e Beiragás.

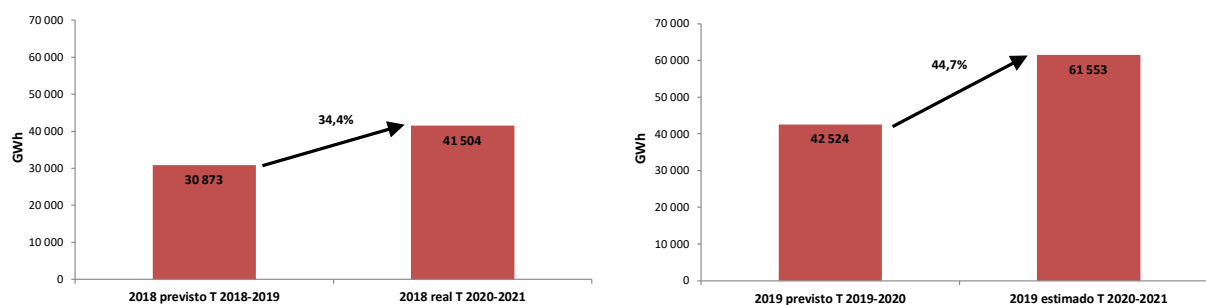
RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, são calculados tendo por base os valores reais do ano 2018 e a melhor estimativa disponível do ano 2019.

Nos anos em causa, a componente de custos de exploração dos proveitos permitidos desta atividade incorpora uma parcela dependente da energia regaseificada e injetada pelo terminal na rede de transporte. Na figura seguinte apresenta-se graficamente a comparação dos valores ocorridos em 2018 e da melhor

estimativa para 2019, face às correspondentes previsões usadas no cálculo de proveitos, respetivamente, nos anos gás de 2018-2019 e de 2019-2020.

Figura 2-16 - Desvios das previsões da energia regaseificada pelo Terminal nos anos 2018 e 2019



Os desvios ocorridos em 2018 e 2019 na energia regaseificada pelo terminal resultaram de alterações nas estratégias de aprovisionamento dos agentes, que deram preferência à entrada de gás pelo Terminal de GNL, face ao previsto nas tarifas de 2018-2019 e nas tarifas de 2019-2020. No caso do ano de 2019, há também um significativo desvio por excesso das saídas de gás da rede de transporte, que contribuíram para o desvio observado na entrada pelo Terminal de GNL.

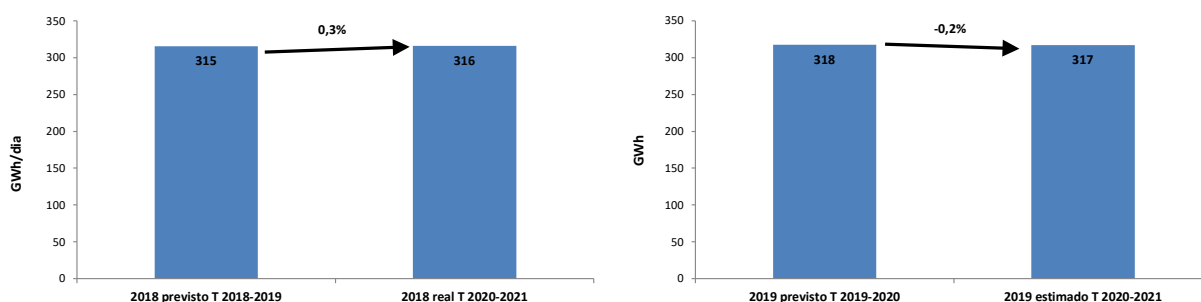
TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, são calculados tendo por base os valores reais do ano 2018 e a melhor estimativa para os valores do ano 2019.

Nos anos de 2018 e 2019, a componente de custos de exploração dos proveitos permitidos desta atividade incorpora uma parcela variável dependente da capacidade utilizada na saída da RNTGN¹⁶. Para este indutor, a figura seguinte apresenta graficamente a comparação do valor ocorrido em 2018, face à correspondente previsão usada no cálculo de proveitos no ano gás 2018-2019, e a comparação da melhor estimativa de 2019, face à correspondente previsão efetuada para esta variável no cálculo de proveitos de 2019-2020.

¹⁶ A partir do ano gás 2016-2017, este indutor é calculado através da soma dos máximos diários registados num período de 12 meses, não simultâneos, da energia entregue em cada saída da rede de transporte, excluindo os pontos de interligação com Espanha e os pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

Figura 2-17 - Desvios das previsões da capacidade utilizada nas saídas da RNTGN nos anos 2018 e 2019 (soma dos máximos não simultâneos de 12 meses)



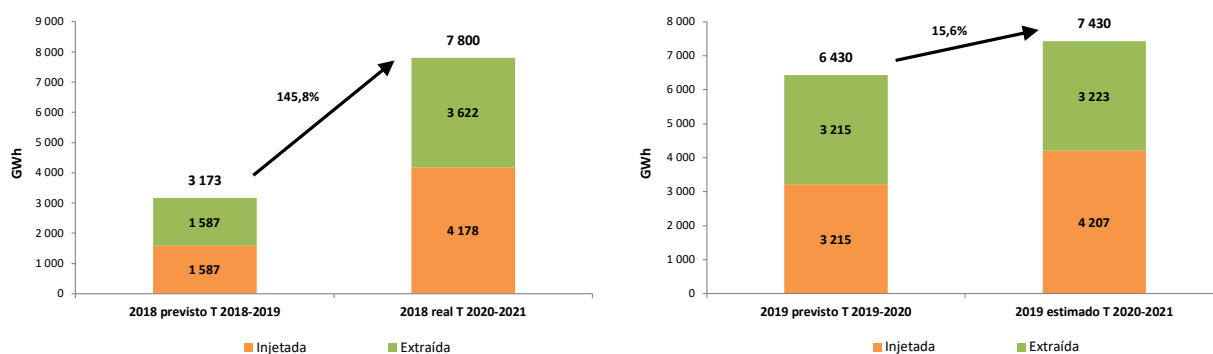
Os desvios que se observam em 2018 e 2019 neste indutor são pouco expressivos e refletem uma estabilização da capacidade utilizada na globalidade das saídas da RNTGN.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

Os custos de exploração aceites da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, determinados por uma metodologia de regulação do tipo *price cap* com parcelas fixa e variável, inclui na parcela variável um único indutor de custo, correspondente à soma da energia extraída e injetada de todas as cavernas.

Nos exercícios tarifários de 2018-2019 e de 2019-2020, a ERSE usou para este indutor as estimativas e previsões efetuadas pelo operador do armazenamento. Os desvios ocorridos no ano de 2018 e estimados para o ano de 2019, que constam na figura seguinte, decorrem de uma maior utilização comercial do armazenamento subterrâneo nesses anos face ao que havia sido previsto pelo operador.

Figura 2-18 - Desvios das previsões da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nos anos 2018 e 2019



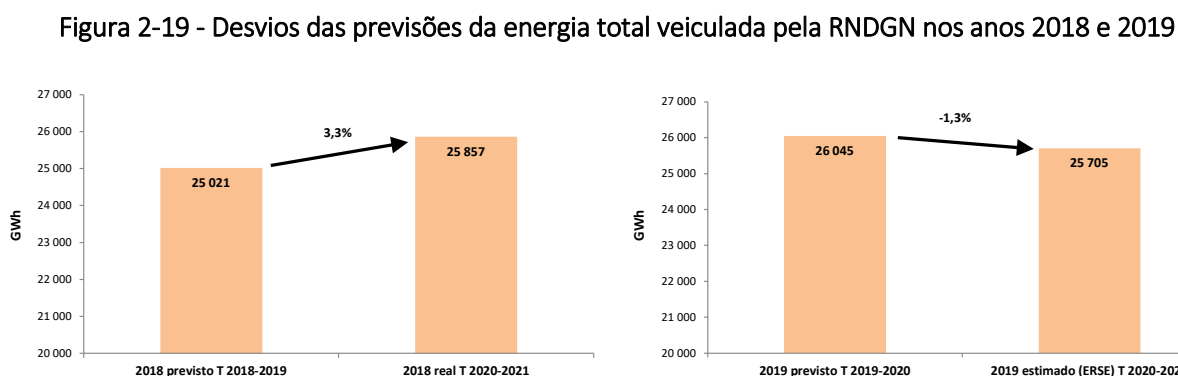
Nota: Os valores deste indutor de custo são obtidos no referencial de faturação e são diferentes dos valores físicos.

DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, são calculados tendo por base os valores reais do ano 2018 e a melhor estimativa para os valores do ano 2019. A componente de custos de exploração dos proveitos permitidos desta atividade incorpora uma parcela que depende da energia veiculada pelas redes de distribuição e do número médio de pontos de entrega, pelo que se apresenta nos quadros e figuras seguintes a comparação dos valores reais ocorridos em 2018 e da melhor estimativa para 2019, face às correspondentes previsões usadas no cálculo de proveitos, respetivamente, nos anos gás de 2018-2019 e de 2019-2020.

Quadro 2-7 - Desvios das previsões da energia veiculadas pelas redes de distribuição nos anos 2018 e 2019

	Real 2018 GWh	Tarifas 2018-2019 (ERSE)				Estimado (ERSE) 2019 GWh	Tarifas 2019-2020 (ERSE)			
		2018 GWh	2018 (real - previsto)		2019 GWh		2019 (estimado - previsto)			
			GWh	%			GWh	%		
Beiragás	1 150	917	233	25,4%	1 083	1 142	-59	-5,2%		
Dianagás	88	82	6	7,6%	86	88	-2	-2,5%		
Sonorgás	120	114	5	4,7%	130	128	3	2,0%		
Duriensegás	247	208	39	18,9%	251	247	5	1,9%		
Lisboagás	4 769	4 569	199	4,4%	4 763	4 763	0	0,0%		
Lusitaniagás	8 658	8 499	159	1,9%	8 753	8 679	74	0,9%		
Medigás	116	103	13	12,1%	112	116	-4	-3,4%		
Paxgás	18	16	2	14,2%	19	17	2	12,2%		
REN Portgás	7 318	7 301	17	0,2%	7 192	7 492	-300	-4,0%		
Setgás	1 949	1 873	76	4,1%	1 918	1 927	-9	-0,5%		
Tagusgás	1 425	1 339	87	6,5%	1 398	1 446	-49	-3,4%		
Total da RNDGN	25 857	25 021	836	3,3%	25 705	26 045	-339	-1,3%		



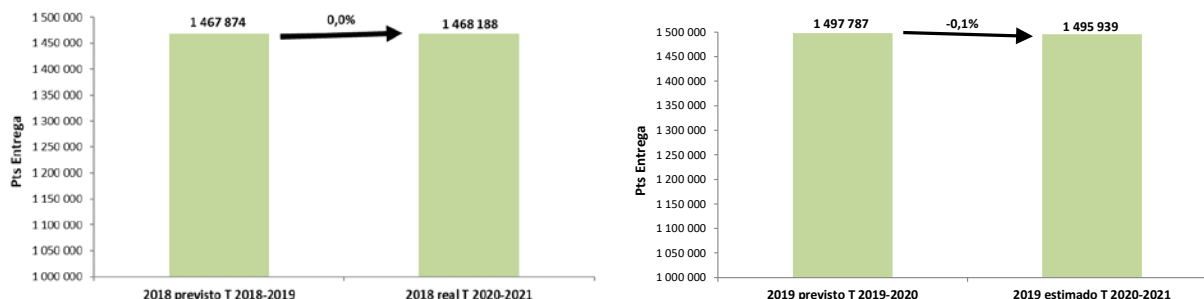
O indutor energia veiculada, utilizado no cálculo dos custos de exploração aceites da atividade de distribuição de gás natural, tem a particularidade de excluir a energia recebida de outras redes de distribuição e incluir a energia fornecida a outras redes de distribuição. Atualmente, este aspeto tem efeitos sobre os operadores Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás, que transferem gás natural entre si. Refira-se,

contudo, que os custos unitários aplicados a este indutor são parametrizados com valores históricos da energia veiculada, cuja determinação obedece aos mesmos pressupostos de contabilização das transferências de gás natural entre operadores acima mencionados. Assim, esta particularidade tem um efeito praticamente neutro nos custos de exploração aceites para os três operadores acima referidos, num contexto em que as transferências de gás natural entre os operadores têm poucas variações em base anual e o seu peso no total da energia veiculada é reduzido¹⁷.

Quadro 2-8 - Desvios das previsões de pontos de entrega das redes de distribuição nos anos 2018 e 2019

	Real		Tarifas 2018-2019 (ERSE)					Estimado		Tarifas 2019-2020 (ERSE)			
	2018		2018		2018 (real - previsto)			2019		2019		2019 (estimado - previsto)	
	N.º médio		N.º médio		N.º médio			N.º médio		N.º médio		N.º médio	
Beiragás	54 465	54 200	266		0,5%		55 563	55 588	-25		0,0%		
Dianagás	10 081	10 095	-14		-0,1%		10 232	10 241	-10		-0,1%		
Sonorgás	17 490	16 905	585		3,5%		20 315	20 002	313		1,6%		
Duriensegás	30 260	30 162	98		0,3%		30 782	30 751	31		0,1%		
Lisboagás	533 513	534 220	-707		-0,1%		535 340	535 576	-236		0,0%		
Lusitaniagás	226 056	225 394	662		0,3%		229 771	229 336	435		0,2%		
Medigás	23 022	22 678	345		1,5%		23 847	23 809	38		0,2%		
Paxgás	6 093	6 092	1		0,0%		6 124	6 109	15		0,2%		
REN Portgás	359 474	360 547	-1 073		-0,3%		372 915	375 421	-2 506		-0,7%		
Setgás	169 577	169 533	44		0,0%		171 789	171 607	182		0,1%		
Tagusgás	38 159	38 051	109		0,3%		39 265	39 350	-85		-0,2%		
Total da RNDGN	1 468 188	1 467 874	314		0,0%		1 495 939	1 497 787	-1 848		-0,1%		

Figura 2-20 - Desvios das previsões do total de pontos de entrega da RNDGN nos anos 2018 e 2019



A análise dos quadros e figuras anteriores permite tirar as seguintes conclusões sobre os desvios em 2018 e 2019 dos indutores de custos de OPEX, usados na atividade de Distribuição de gás natural:

- face às previsões, em termos de energia total, 2018 regista uma variação positiva comparativamente com os valores previstos, enquanto que 2019 regista uma variação negativa. Em 2018, o valor de energia real é acima do valor previsto, essencialmente devido aos desvios da Beiragás, Lisboagás e

¹⁷ Em 2018, a Tagusgas forneceu 68,8 GWh à Lusitaniagás, enquanto a Setgás forneceu 9,6 GWh à Tagusgás.

Lusitâniagas, que em conjunto contribuíram com cerca de 600 GWh para o desvio total de 836 GWh. O maior desvio relativo observou-se na Beiragás. Na estimativa de 2019 destaca-se o desvio por defeito da REN Portgás, que corresponde praticamente à totalidade do desvio em energia que se observa, uma vez que os desvios dos restantes operadores praticamente se anulam entre si;

- no que se refere a desvios no número médio de pontos de entrega para o total das empresas, em 2018 e 2019 os desvios são muito reduzidos. O valor real, em 2018, foi ligeiramente superior ao previsto na maioria das empresas, com excepção da Lisboagás, REN Portgás e Dianagás que apresentaram decréscimos. Em termos relativos, a Sonorgás apresentou o maior desvio positivo. Na estimativa de 2019, a diferença no número médio de pontos de entrega é muito ligeira, com a REN Portgás, a Lisboagás e a Tagusgás a serem as empresas que registaram os maiores desvios absolutos por defeito e, em sentido contrário, a Lusitâniagas, Sonorgás e Setgás a serem as empresas que registaram os maiores desvios absolutos por excesso.

COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

Tal como para as restantes atividades, os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de último recurso retalhista, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, são calculados tendo por base os valores reais do ano 2018 e a melhor estimativa disponível para o ano 2019.

Os valores de energia apresentados no Quadro 2-9, no Quadro 2-10 e na Figura 2-21 estão afetados com os fatores padrão de ajustamento para perdas e autoconsumos das redes de distribuição¹⁸, encontrando-se portanto referenciados à entrada destas redes.

¹⁸ Conforme capítulo 8 do documento “Caraterização da Procura de Gás Natural no ano gás 2020-2021”.

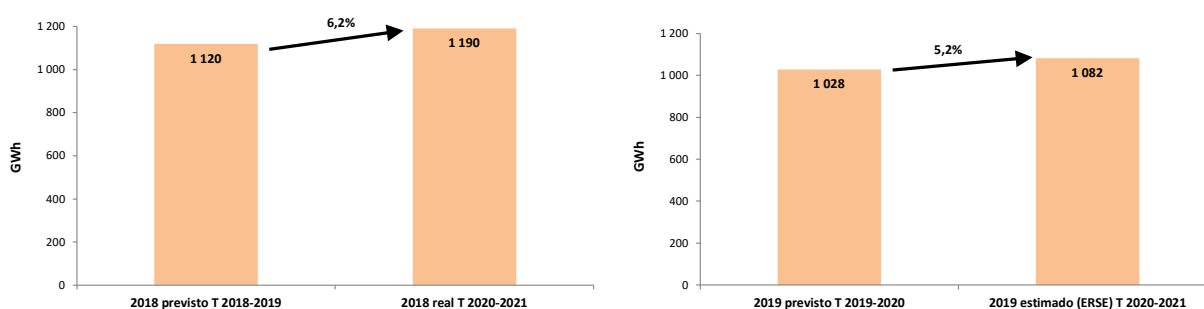
Quadro 2-9 - Desvios das previsões da energia fornecida pelos CUR no ano 2018

	< 10000 m ³				> 10000 m ³				TOTAL			
	Real 2018 GWh	Tarifas 2018-2019 (ERSE)			Real 2018 GWh	Tarifas 2018-2019 (ERSE)			Real 2018 GWh	Tarifas 2018-2019 (ERSE)		
		2018 GWh	2018 (real - previsto)			2018 GWh	2018 (real - previsto)			2018 GWh	2018 (real - previsto)	
Beiragás	43	42	1	2,9%	18	15	3	18,1%	61	57	4	7,0%
Dianagás	7	6	1	11,2%	2	2	0	-9,8%	9	9	1	6,1%
Sonorgás	7	5	2	49,7%	4	3	1	26,6%	11	7	3	40,6%
Duriensegás	30	28	2	7,0%	4	3	1	27,6%	33	31	3	9,0%
Lisboagás	408	407	1	0,2%	70	57	13	22,2%	477	464	13	2,9%
Lusitaniagás	153	142	11	8,1%	35	27	7	26,7%	188	169	19	11,1%
Medigás	13	13	0	2,7%	4	3	1	32,9%	17	16	1	8,1%
Paxgás	4	4	0	13,7%	1	1	0	13,5%	5	4	1	13,7%
EDP Gás	174	164	10	6,1%	76	69	7	10,5%	250	233	17	7,4%
Setgás	82	80	2	2,4%	22	17	5	26,7%	104	98	7	6,7%
Tagusgás	26	25	0	1,6%	8	6	1	24,8%	33	31	2	6,1%
Total CURRs	947	916	31	3,4%	243	204	39	18,9%	1 190	1 120	70	6,2%

Quadro 2-10 - Desvios das previsões da energia fornecida pelos CUR no ano 2019

	< 10000 m ³				> 10000 m ³				TOTAL			
	Estimado (ERSE) 2019 GWh	Tarifas 2019-2020 (ERSE)			Estimado (ERSE) 2019 GWh	Tarifas 2019-2020 (ERSE)			Estimado (ERSE) 2019 GWh	Tarifas 2019-2020 (ERSE)		
		2019 GWh	2019 (estimado - previsto)			2019 GWh	2019 (estimado - previsto)			2019 GWh	2019 (estimado - previsto)	
Beiragás	40	41	-1	-1,3%	13	15	-2	-14,7%	53	56	-3	-4,9%
Dianagás	7	6	0	2,9%	2	2	0	4,1%	8	8	0	3,1%
Sonorgás	6	3	3	87,7%	4	1	3	287,8%	10	4	5	132,6%
Duriensegás	28	26	2	7,6%	2	4	-2	-54,1%	30	30	0	0,3%
Lisboagás	382	368	14	3,7%	66	52	14	26,0%	448	421	27	6,5%
Lusitaniagás	144	138	7	4,8%	32	27	5	19,5%	176	164	12	7,2%
Medigás	12	11	1	8,3%	3	4	0	-7,3%	16	15	1	4,6%
Paxgás	4	3	0	8,9%	1	1	0	31,2%	5	4	1	13,3%
EDP Gás	148	153	-5	-3,0%	61	50	11	22,8%	209	203	7	3,3%
Setgás	81	74	7	8,9%	18	16	2	12,0%	99	90	9	9,4%
Tagusgás	21	24	-4	-14,9%	8	9	-1	-15,2%	29	34	-5	-15,0%
Total CURRs	873	848	24	2,9%	209	180	29	16,3%	1 082	1 028	53	5,2%

Figura 2-21 - Desvios das previsões da energia total fornecida pelos CUR nos anos 2018 e 2019



Na atividade de comercialização de último recurso, os proveitos permitidos da função de comercialização incorporam uma parcela que depende do número médio de clientes, desagregados por segmentos com consumos anuais acima e abaixo de 10 000 m³. No Quadro 2-11, no Quadro 2-12 e na Figura 2-22 apresenta-se a comparação entre os valores ocorridos em 2018 e a melhor estimativa para 2019, face às

correspondentes previsões do número médio de clientes usadas no cálculo de proveitos, respetivamente, nos anos gás de 2018-2019 e de 2019-2020.

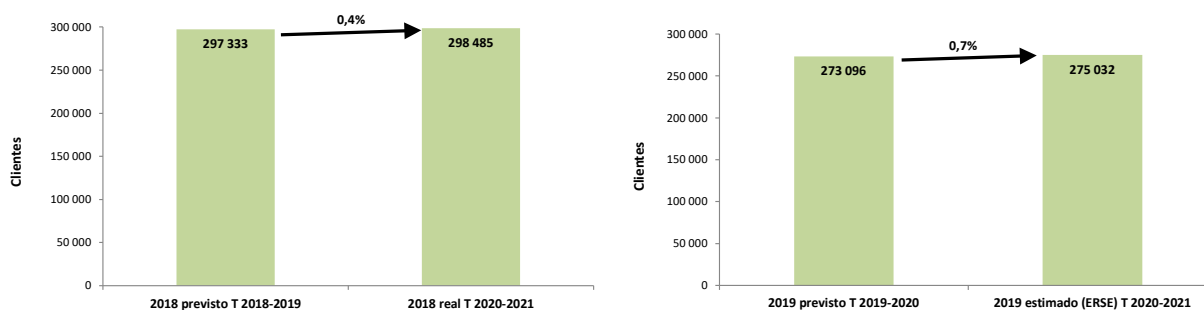
Quadro 2-11 - Desvios das previsões de clientes dos CUR no ano 2018

	< 10000 m ³				> 10000 m ³				TOTAL			
	Real 2018	Tarifas 2018-2019 (ERSE)			Real 2018	Tarifas 2018-2019 (ERSE)			Real 2018	Tarifas 2018-2019 (ERSE)		
		2018	2018 (real - previsto)			2018	2018 (real - previsto)			2018	2018 (real - previsto)	
	N.º médio	N.º médio	N.º médio	%	N.º médio	N.º médio	N.º médio	%	N.º médio	N.º médio	N.º médio	%
Beiragás	13 224	13 208	17	0,1%	40	38	2	6,0%	13 264	13 245	19	0,1%
Dianagás	2 361	2 275	86	3,8%	7	8,00	-1	-12,5%	2 368	2 283	85	3,7%
Sonorgás	2 257	1 874	383	20,4%	3	2,50	1	20,0%	2 260	1 877	383	20,4%
Duriensegás	8 035	7 727	308	4,0%	13	10,50	3	26,2%	8 048	7 738	311	4,0%
Lisboagás	127 666	127 545	121	0,1%	226	197,00	29	14,8%	127 893	127 742	150	0,1%
Lusitaniagás	50 332	49 750	582	1,2%	89	70,00	19	26,8%	50 421	49 820	601	1,2%
Medigás	5 765	5 709	56	1,0%	4	1,75	2	128,6%	5 769	5 711	58	1,0%
Paxgás	1 851	1 853	-1	-0,1%	3	2,25	1	33,3%	1 854	1 855	-1	0,0%
EDP Gás	42 310	42 814	-505	-1,2%	182	162,00	20	12,2%	42 491	42 976	-485	-1,1%
Setgás	36 699	36 724	-25	-0,1%	46	40,25	6	13,7%	36 745	36 764	-20	-0,1%
Tagusgás	7 357	7 311	46	0,6%	15	12,25	3	22,4%	7 372	7 323	49	0,7%
Total CURRs	297 857	296 789	1 068	0,4%	628	544,25	84	15,3%	298 485	297 333	1 152	0,4%

Quadro 2-12 - Desvios das previsões de clientes dos CUR no ano 2019

	< 10000 m ³				> 10000 m ³				TOTAL			
	Estimado (ERSE) 2019	Tarifas 2019-2020 (ERSE)			Estimado (ERSE) 2019	Tarifas 2019-2020 (ERSE)			Estimado (ERSE) 2019	Tarifas 2019-2020 (ERSE)		
		2019	2019 (estimado - previsto)			2019	2019 (estimado - previsto)			2019	2019 (estimado - previsto)	
	N.º médio	N.º médio	N.º médio	%	N.º médio	N.º médio	N.º médio	%	N.º médio	N.º médio	N.º médio	%
Beiragás	12 366	12 434	-68	-0,5%	33	34	-2	-4,4%	12 399	12 468	-69	-0,6%
Dianagás	2 221	2 175	47	2,1%	7	6	1	12,5%	2 228	2 181	48	2,2%
Sonorgás	2 155	1 519	636	41,9%	3	1	2	131,0%	2 158	1 520	638	42,0%
Duriensegás	7 645	7 582	63	0,8%	8	10	-3	-27,6%	7 653	7 592	60	0,8%
Lisboagás	116 992	116 080	912	0,8%	219	183	36	19,4%	117 211	116 263	948	0,8%
Lusitaniagás	46 611	46 364	246	0,5%	81	70	11	16,1%	46 692	46 434	258	0,6%
Medigás	5 420	5 354	65	1,2%	4	4	0	6,7%	5 424	5 358	66	1,2%
Paxgás	1 748	1 723	25	1,5%	4	2	2	66,7%	1 752	1 726	27	1,5%
EDP Gás	38 888	38 799	90	0,2%	169	130	39	30,1%	39 057	38 929	129	0,3%
Setgás	33 576	33 681	-105	-0,3%	46	37	9	24,7%	33 622	33 717	-96	-0,3%
Tagusgás	6 817	6 888	-71	-1,0%	21	21	1	3,7%	6 838	6 908	-71	-1,0%
Total CURRs	274 439	272 598	1 841	0,7%	594	498	95	19,2%	275 032	273 096	1 937	0,7%

Figura 2-22 - Desvios das previsões do total de clientes dos CUR nos anos 2018 e 2019



A análise dos quadros e figuras anteriores permite tirar as seguintes conclusões sobre a atividade de Comercialização de Último Recurso retalhista em 2018 e 2019 e sobre as previsões efetuadas nos exercícios tarifários anteriores para a evolução do mercado retalhista de gás natural:

- face às previsões, os desvios dos fornecimentos totais dos CUR tiveram comportamentos semelhantes nos anos de 2018 e 2019, observando-se fornecimentos acima do previsto no cálculo tarifário, em resultado de uma evolução das quotas globais do mercado liberalizado em energia que ficou abaixo da previsão. No que respeita ao número de clientes, o comportamento foi semelhante, embora com desvios menos acentuados;
- no segmento de consumidores com mais de 10 000 m³ por ano, os desvios em 2018 são de 19% e 15%, respetivamente para energia e número de clientes, confirmando que as previsões para o ritmo de saída para o mercado liberalizado foram otimistas neste segmento. Os desvios na energia fornecida a este segmento reduziram-se na estimativa de 2019, mas em sentido contrário o desvio do número de clientes aumentou;
- para os clientes no segmento de consumo inferior a 10 000 m³, os desvios de energia e número de clientes foram também por excesso, quer em 2018, quer em 2019, embora de menor amplitude que o observado no segmento de consumo inferior a 10 000 m³. Em ambos os anos, a Sonorgás é a empresa que regista desvios mais acentuados, quer em energia fornecida, quer em número médio de clientes.

2.6 EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS CUR

A extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, provocou uma rápida diminuição do volume de vendas dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas, dificilmente acompanhável por uma revisão da estrutura de custos desses comercializadores, pelo que se tornou necessário acautelar os interesses dos clientes e das empresas reguladas. Os desvios nas tarifas transitórias seriam desproporcionados se fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores e os custos operacionais previstos num universo de clientes em constante diminuição.

Esta situação e o facto de as empresas não poderem deixar de receber os montantes a que têm direito, sem que o seu equilíbrio económico-financeiro seja seriamente afetado, originaram a criação de um mecanismo que corresponde ao diferencial entre os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de

Comercialização e os proveitos permitidos da atividade de comercialização. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS). O valor de referência considerado para este diferencial foi definido tendo por base o valor de custos de referência para a atividade de Comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente. A definição destes custos está prevista no artigo 102.º do Regulamento Tarifário que, por sua vez, reflete o estabelecido no artigo 38.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

A definição do valor de custos de referência para o ano 2020-2021 encontra-se desenvolvido no capítulo 5 do presente documento.

No Quadro 2-13 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa UGS do operador da rede de transporte.

Quadro 2-13 - Transferências dos ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR retalhistas para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	1 258
Total	1 258

2.7 SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

De modo a assegurar que a transição dos clientes com tarifa de venda a clientes finais regulada para o mercado se efetue sem pôr em causa a sustentabilidade quer do sistema em regime de mercado, quer do sistema regulado, garantindo neste processo a proteção dos interesses económicos dos clientes, em particular dos clientes domésticos, a ERSE no ano gás 2010-2011 passou a reconhecer na parcela II da tarifa de UGS os desvios positivos ou negativos dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural decorrente da aplicação da tarifa de Energia. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, com exceção dos centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um CUR, e apresenta uma estrutura monómia, com um preço de energia.

Os desvios de energia não extraordinários da atividade Compra e Venda de gás natural para fornecimento dos CUR ocorridos posteriormente ao ano gás 2010-2011 são repercutidos na parcela II da tarifa de UGS do ORT no próprio ano em que são apurados. Estes desvios decorrem do desfasamento entre as previsões para efeitos tarifários e o verificado no preço e no volume de gás natural vendido por cada CUR.

Relativamente aos ajustamentos decorrentes de eventos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento dos CUR, a ERSE definiu em 2010-2011 que a repercussão na parcela II da tarifa de UGS se efetuasse em seis anos para os clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ e em três anos para os consumidores com consumo abaixo de 10 000 m³.

O mecanismo de recuperação da dívida em 3 anos terminou no ano gás 2012-2013. O mecanismo de alisamento a 6 anos dos montantes referentes aos ajustamentos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás natural a recuperar pela tarifa UGS II foi suspenso no ano gás 2014-2015. Posteriormente, a Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, estabeleceu que a recuperação desses montantes estaria condicionada ao cumprimento da Lein.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual, que estabelece o pagamento da CESE sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*.

Registe-se que, até à data, a ERSE continua a não ter qualquer informação sobre o pagamento desses montantes.

Assim, no cumprimento do estabelecido legalmente, a ERSE no âmbito dos processos de cálculo das tarifas dos anos gás 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021 cativou os montantes relativos ao montante total em dívida dos ajustamentos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás natural, a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS que, no seu total, corresponde a cerca de 66 milhões de euros. Apenas são considerados os desvios de energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista não contemplados no mecanismo de alisamento, previsto na Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho.

No Quadro 2-14 apresenta-se o valor a devolver à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021.

Quadro 2-14 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CUR	-7 256
Total	-7 256

No Quadro 2-15 e no Quadro 2-16 podemos visualizar os valores a devolver à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Quadro 2-15 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-6 538
Total	-6 538

Quadro 2-16 - Transferências para a UGS II≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-718
Total	-718

2.8 TARIFA SOCIAL

A liberalização do mercado de gás natural, a par da volatilidade dos custos da energia tornaram necessário adotar medidas que garantam o acesso dos consumidores economicamente vulneráveis ao serviço de bens essenciais, nomeadamente o fornecimento de gás natural.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, aprovou a 1.ª alteração ao Decreto Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, redesenhando os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista a um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos. Até à data, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social era suportado por todos os consumidores de gás natural, na proporção da energia consumida, a repercutir nas tarifas de acesso às redes.

Contudo, a Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, introduziu alteração relativamente à forma de financiamento da tarifa social. Assim, de acordo com o seu artigo 209, os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás natural passam a ser suportados “...pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior.”. O que foi confirmado pelo artigo 241.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, e pelo Artigo 290.º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento de Estado para 2020.

Assim, retomando a posição da ERSE e o Parecer do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República sobre a tarifa social do gás natural, deve ter-se presente que o artigo 209.º da Lei do Orçamento do Estado para 2018 revogou tacitamente o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que fazia repercutir nos consumidores os custos da tarifa social, e procurou clarificar o novo modo de financiamento da tarifa social. Nos termos da lei vigente o modo de financiamento consubstancia-se na imputação a todas as empresas que procedam ao transporte e comercialização do gás natural, em tais se incluindo os operadores das redes de distribuição. Com efeito, segundo o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, “Independentemente da densificação que o legislador entenda fazer do artigo 209.º do OE 2018, não será despiciendo precisar algo mais sobre o seu último segmento - “na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”. Não pode por volume comercializado de gás considerar-se tão-somente as operações relativas à comercialização de gás na aceção já atrás reproduzida [citando a legislação setorial, e em termos gerais: compra e venda de gás natural a clientes], sob pena de deixar sem sentido a estatuição do financiamento pelas “empresas transportadoras”. Tem, portanto, de entender-se volume comercializado num sentido amplo que permita abranger todos os operadores que constituem o universo da norma.”. Assim, “deve aqui ser considerado como transporte de gás toda a

veiculação de gás quer se faça através de uma rede interligada de alta pressão quer se faça através da rede de distribuição”. Acrescenta-se ainda que para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social, deve considerar-se o respetivo “volume de entregas/fornecimentos de gás no ano anterior”.

Nestes termos, a ERSE, fazendo seus os argumentos invocados pelo Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário do gás natural, que se mantém vigente e se encontra a produzir efeitos.

Pelo que, nos termos e com os fundamentos enunciados, incluindo os que presidiram à alteração do Regulamento Tarifário, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso) nos termos acima expostos.

2.9 TRANSFERÊNCIAS DE FORNECIMENTO DE MP PARA AP

A ERSE introduziu, no início do período regulatório que se iniciou no ano 2010-2011, a possibilidade de todos os consumidores com consumos anuais superiores a 10 Milhões de m³/ano, fornecidos em MP ou em BP, poderem optar por tarifas de Acesso às Redes opcionais.

O Código de Rede de Tarifas não permite que as tarifas de Uso da Rede de Transporte recuperem estes custos, que não estão relacionados com a atividade de Transporte. Deste modo, o desconto que resulta da aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP e em BP> passou a ser recuperado na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

Assim, o diferencial de receitas do operador de rede de distribuição que resulta da aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP e em BP> é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema e posteriormente transferido para o ORD respetivo, estando previsto no n.º 6 do Artigo 83.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 2-17 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos
do ano gás 2020-2021

Unidade: 10³ EUR

Transferências do ORT para o ORD	Valor
Transferências de fornecimento de MP para AP	6 046
Total	6 046

2.10 MECANISMO DE ATENUAÇÃO DE AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS

A volatilidade da procura de gás natural ao nível das infraestruturas de alta pressão dificulta as previsões de consumo de gás natural a este nível, com reflexo significativo nos ajustamentos aos proveitos permitidos das atividades de Alta Pressão a recuperar pelas tarifas, provocando, por sua vez, uma forte volatilidade tarifária. Para minorar estes efeitos, o Regulamento Tarifário em vigor define mecanismos de atenuação dos ajustamentos tarifários nas atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Armazenamento Subterrâneo.

ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Os proveitos permitidos do Terminal de GNL são bastante influenciados pela volatilidade da procura de gás natural, principalmente ao nível dos custos de exploração (OPEX), pelo facto de uma componente dos proveitos permitidos associados a estes custos estar indexada à variação da quantidade de energia regaseificada pelo Terminal de GNL. Outro facto com forte influência nos proveitos do Terminal de GNL é a aderência às variáveis de faturação que permitem recuperar os proveitos permitidos do operador.

O mecanismo de alisamento aplicado no Terminal de GNL até 2017 internalizava os ajustamentos provocados por desvios de previsões de investimentos e, sobretudo, por desvios de quantidades. O CAPEX tem um peso bastante significativo no total de proveitos do Terminal de GNL¹⁹ (representa 70% dos

¹⁹ Excluindo os ajustamentos de anos anteriores.

proveitos permitidos sem ajustamentos, nos proveitos permitidos para tarifas de 2020-2021 e representou cerca de 73% em 2019-2020), pelo que as oscilações da procura têm um impacto significativo nos ajustamentos de cada ano.

O Quadro 2-18 apresenta a evolução do CAPEX do Terminal de GNL e os ajustamentos apurados em cada ano.

Quadro 2-18 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL

Unidade: 10³ EUR

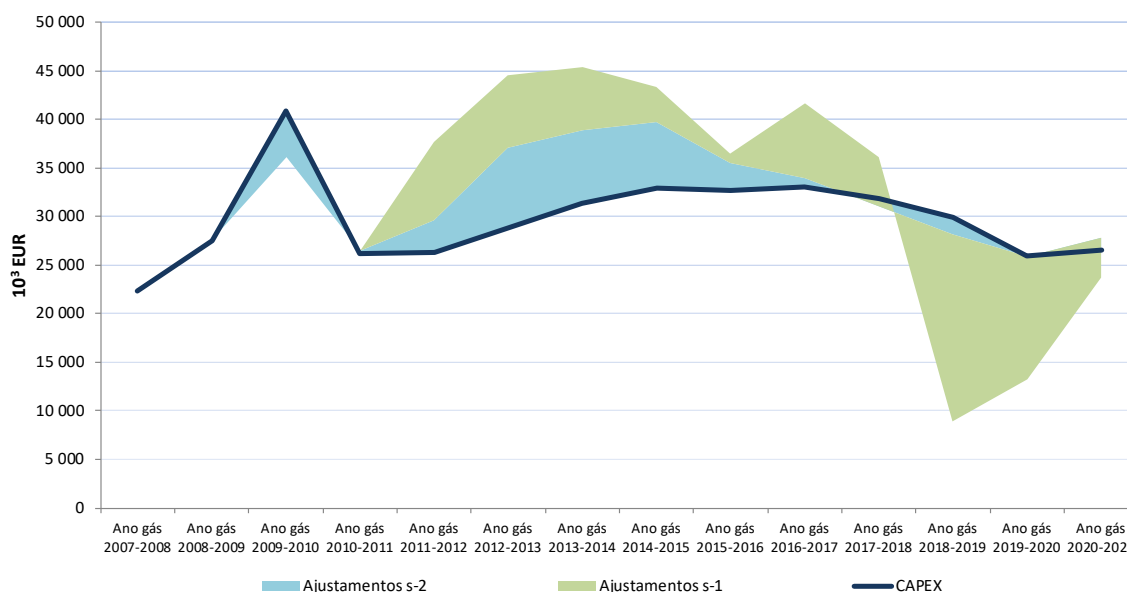
	CAPEX (a)	Ajustamentos (b)	Peso % (-b / a)	
Ano gás 2007-2008	22 324			1º período de regulação
Ano gás 2008-2009	27 572			
Ano gás 2009-2010	40 940	4 851	-12%	
Ano gás 2010-2011	26 159	-361	1%	2º período de regulação
Ano gás 2011-2012	26 304	-11 408	43%	
Ano gás 2012-2013	28 855	-15 657	54%	
Ano gás 2013-2014	31 395	-13 949	44%	3º período de regulação
Ano gás 2014-2015	32 968	-10 437	32%	
Ano gás 2015-2016	32 693	-3 792	12%	
Ano gás 2016-2017	33 118	-8 528	26%	4º período de regulação
Ano gás 2017-2018	31 870	-4 317	14%	
Ano gás 2018-2019	29 923	20 973	-70%	
Ano gás 2019-2020*	25 974	12 740	-49%	Ano de 2019 - 4º período de regulação Ano de 2020 - 5º período de regulação
Ano gás 2020-2021	26 613	2 939	-11%	5º período de regulação

Nota: O ano gás 2019-2020 abrangeu dois períodos regulatórios – com a alteração de vigência dos períodos regulatórios, o 5º período começou em 1 de janeiro de 2020.

Verifica-se que em 2020-2021 os ajustamentos foram significativamente mais baixos do que nos anos anteriores e mantiveram a tendência de serem valores a devolver pela empresa aos consumidores.

A Figura 2-23 apresenta a evolução do CAPEX do Terminal de GNL e permite observar o desvio que os ajustamentos da atividade provocam anualmente.

Figura 2-23 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL



Esta situação tem impactes significativos sobre a tarifa de Uso do Terminal de GNL. A ERSE pronunciou-se em diversas ocasiões relativamente à importância da estabilidade tarifária no acesso ao Terminal de GNL por ser esta uma infraestrutura chave para o SNGN, garante da segurança de abastecimento e pelo seu contributo para a possibilidade de diversificação das fontes de abastecimento de gás natural, sendo os benefícios da sua existência partilhados pelo SNGN no seu todo.

Nesta perspetiva, a ERSE introduziu, no período regulatório que se iniciou no ano gás 2013-2014, um mecanismo que permite atenuar os impactes dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia regaseificada do Terminal de GNL. Este mecanismo, de aplicação simétrica, está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos unitários do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos unitários do ano gás t-1. Em tarifas de 2020-2021, dada a dimensão dos ajustamentos apurados, em particular para o ajustamento provisório de 2019, que apesar de ser um valor a devolver pela empresa, tem uma dimensão bastante inferior ao montante dos ajustamentos do ano anterior, contribuindo assim, para o crescimento dos proveitos permitidos do Terminal de GNL, houve necessidade de proceder à recuperação de parte dos proveitos do Terminal de GNL através da parcela I da tarifa de UGS.

Para aplicação desse mecanismo, a ERSE determina anualmente o parâmetro que estabelece o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de

GNL tendo em atenção a evolução dos proveitos permitidos unitários do Terminal de GNL, face à volatilidade da procura.

Para o ano gás 2020-2021, o valor do parâmetro é de 0,25901 e permite recuperar cerca de 12% dos proveitos permitidos do Terminal de GNL através da tarifa de UGS I, conforme apresentado no Quadro 2-19.

Quadro 2-19 - Determinação do parâmetro que estabelece o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de GNL

Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL		Percentagem dos proveitos a transferir para UGS	Parâmetro que estabelece o proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de UGS
Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano gás t, sem aplicação do ajustamento de s-1 (milhares de euros)	39 424	-11,78%	0,25901
Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	51 831		
Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, previstos para o ano gás t-1, sem aplicação do ajustamento de s-1 (milhares de euros)	35 688		
Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	39 711		

ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A atividade de Armazenamento Subterrâneo viu as suas infraestruturas aumentarem de forma significativa com a entrada em exploração de 3 cavidades nos anos de 2009 (REN C5), 2013 (TG C2) e 2014 (REN C6). Estes investimentos tiveram como consequência o aumento do CAPEX desta atividade numa fase em que se verificou uma marcada volatilidade da procura de gás natural, provocando deste modo variações tarifárias significativas. Registe-se que para além de provocar desvios de faturação, a volatilidade da procura de gás natural tem impacte nos proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo, uma vez que a quantidade de energia injetada e extraída influi diretamente no cálculo dos custos de exploração (OPEX).

As instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural assumem uma importância associada à constituição e manutenção de reservas de segurança, bem como garante da estabilidade para a gestão do sistema na sua globalidade. Assim, é desejável que estas infraestruturas se rejam por princípios regulatórios

que não ponham em risco a sua sustentabilidade, designadamente quando a sua utilização é efetuada num contexto mais alargado, o do Mercado Ibérico de Gás Natural, em que existem infraestruturas semelhantes.

O Quadro 2-20 apresenta a evolução do CAPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo e os ajustamentos apurados em cada ano.

Quadro 2-20 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Armazenamento Subterrâneo

Unidade: 10³ EUR

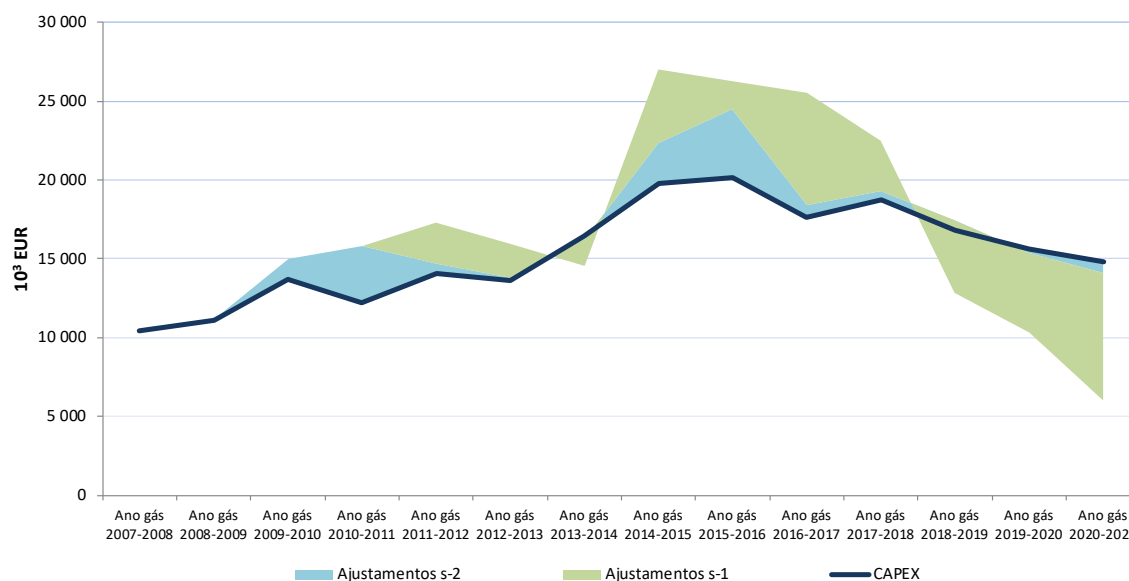
	CAPEX (a)	Ajustamentos (b)	Peso % (-b / a)	
Ano gás 2007-2008	10 404			1º período de regulação
Ano gás 2008-2009	11 098			
Ano gás 2009-2010	13 690	-1 332	10%	
Ano gás 2010-2011	12 220	-3 571	29%	2º período de regulação
Ano gás 2011-2012	14 098	-3 207	23%	
Ano gás 2012-2013	13 632	-2 321	17%	
Ano gás 2013-2014	16 443	1 865	-11%	3º período de regulação
Ano gás 2014-2015	19 769	-7 285	37%	
Ano gás 2015-2016	20 119	-6 144	31%	
Ano gás 2016-2017	17 607	-7 913	45%	4º período de regulação
Ano gás 2017-2018	18 751	-3 773	20%	
Ano gás 2018-2019	16 847	4 039	-24%	
Ano gás 2019-2020*	15 606	5 304	-34%	Ano de 2019 - 4º período de regulação Ano de 2020 - 5º período de regulação
Ano gás 2020-2021	14 844	8 866	-60%	5º período de regulação

Nota: O ano gás 2019-2020 abrange dois períodos regulatórios – com a alteração de vigência dos períodos regulatórios, o 5º período começa em 2020.

Verifica-se que os ajustamentos apresentam valores bastante significativos desde o ano gás 2014-2015 sendo sempre superiores a 30% do valor do CAPEX, à exceção dos anos gás 2017-2018 e 2018-2019, em que foram de 20% e 24%, respetivamente. Em tarifas de 2019-2020 e de 2020-2021 os ajustamentos assumem o maior valor de sempre a favor dos consumidores, representando cerca de 34% e de 60%, respetivamente, do CAPEX do ano.

A Figura 2-24 apresenta a evolução do CAPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo evidenciando o-s desvios que os ajustamentos da atividade provocam anualmente.

Figura 2-24 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos na atividade de Armazenamento Subterrâneo



Com o objetivo de diminuir o impacto dos ajustamentos nas tarifas da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, a ERSE propôs no início do 4º período regulatório, a partir do ano gás 2016-2017, a implementação de um mecanismo de socialização de custos, semelhante ao já implementado para o Terminal de GNL, que permite controlar os proveitos unitários a recuperar pela tarifa de armazenamento subterrâneo.

A metodologia tem um caráter simétrico e visa, dentro de determinadas bandas, a recuperação/transferência de parte dos custos da atividade de armazenagem, através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, com base na evolução do proveito unitário face ao valor ocorrido em t-2, ou a transferência de parte dos custos da parcela I da tarifa de UGS para a atividade de armazenagem. Tal permite estabilizar a evolução tarifária e, deste modo, contribuir para a sustentabilidade das infraestruturas de armazenagem.

Acresce que os custos da atividade que, eventualmente, não serão diretamente recuperados pela tarifa de armazenamento subterrâneo, sê-lo-ão através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema que é paga por todos os consumidores do SNGN na proporção dos seus consumos.

Para a aplicação desse mecanismo, a ERSE determina anualmente o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo, tendo em atenção a evolução dos proveitos permitidos unitários do operador de Armazenamento Subterrâneo, face à volatilidade da procura

de gás natural. Registe-se que esta atividade é, desde o 2º semestre de 2015, garantida apenas por um operador, a REN Armazenagem, o que permitiu simplificar a aplicação do mecanismo.

Para o ano gás 2020-2021 o valor do parâmetro é de -0,11926 para o ano gás 2020-2021, conforme apresentado no Quadro 2-21.

Quadro 2-21 - Determinação do parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo

Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural		Percentagem dos proveitos da UGS I a transferir para o AS	Parâmetro que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo
Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano gás t, sem aplicação do ajustamento de s-1 (milhares de euros)	17 443	12,63%	-0,11926
Quantidades médias de gás natural previstas armazenar, no ano gás t (GWh/dia)	2 080		
Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t-1, sem aplicação do ajustamento de s-1 (milhares de euros)	18 538		
Quantidades médias de gás natural estimadas armazenar, no ano gás t-1 (GWh/dia)	1 947		

2.11 DIFERIMENTO INTERTEMPORAL DOS DESVIOS DE PROVEITOS ASSOCIADOS À PROCURA DE GÁS NATURAL NAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A regulação da atividade de Transporte de gás natural inclui um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural, que produz efeitos sempre que estes desvios excedam um determinado limite. Por princípio, este mecanismo visa atenuar o impacto da volatilidade da procura nos proveitos a recuperar pelas tarifas em cada ano, através do diferimento de uma parte dos ajustamentos associados a desvios das previsões da procura, sempre que tais ajustamentos excedam um limite fixado pela ERSE. Estes montantes diferidos são devolvidos nos 3 anos seguintes, sendo assegurada a neutralidade financeira para o operador e para o sistema tarifário. Refira-se, também, que o mecanismo é simétrico, ou seja, é ativado quer os ajustamentos excedam o limite no sentido de devolução ao operador, quer os ajustamentos excedam o limite no sentido da devolução ao sistema tarifário.

Os desvios da procura de gás natural estão essencialmente associados a factores externos, nomeadamente, ao comportamento do mercado elétrico em Portugal e em Espanha, constatando-se que a forte penetração da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, levou a que o *mix* de produção tenha

alterações relevantes de ano para ano. Esta alteração estrutural do sistema electroprodutor a nível ibérico, provocou uma forte dependência do consumo de gás natural dos centros eletroprodutores de ciclo combinado em relação à produção renovável e aos fatores climatéricos, não controláveis.

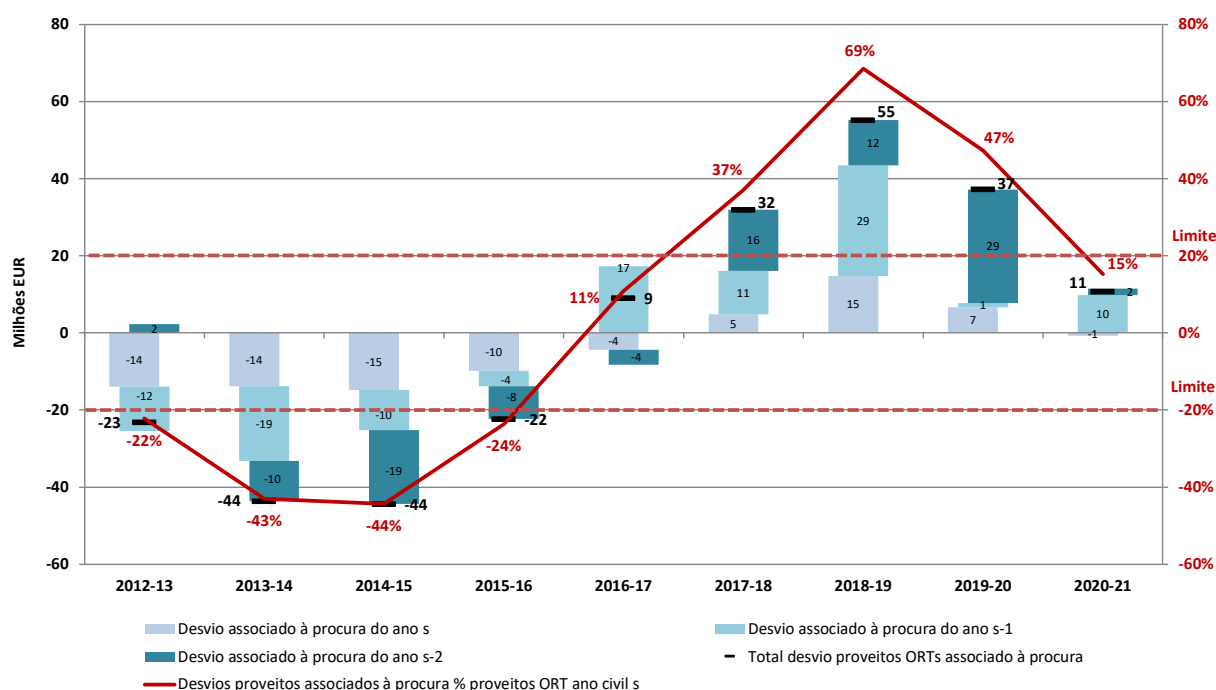
No entanto, é também verdade que as flutuações da procura de gás natural não se verificam apenas ao nível do mercado elétrico, ocorrendo, igualmente, ao nível do mercado convencional. Usualmente, para este tipo de consumidores as flutuações são menos acentuadas, mas situações excecionais como a que se observa correntemente com a crise pandémica da COVID-19, poderão igualmente levar a variações significativas dos consumos, quer dos clientes industriais ligados em AP, quer dos clientes abastecidos pelas redes de distribuição.

No que respeita à aplicação prática deste mecanismo, importa assinalar os seguintes aspetos:

- a variável de faturação é a energia saída da rede de transporte;
- para o cálculo dos desvios de proveitos associados à procura, são determinados os proveitos unitários da atividade de Transporte Líquidos de ajustamentos, em EUR/MWh, para cada um dos anos $s-2$, $s-1$ e s ;
- os proveitos unitários referidos no ponto anterior multiplicam pelo desvio entre a energia saída da rede de transporte prevista no cálculo tarifário e o correspondente valor real ou a melhor estimativa disponível para cada um dos anos $s-2$, $s-1$ e s , no momento em que se avalia o acionamento do mecanismo;
- a soma dos desvios obtidos desta forma para os anos $s-2$, $s-1$ e s é comparada com o nível de proveitos da atividade de transporte, líquidos de ajustamentos, do ano s , de modo a obter uma *proxy* do peso, em percentagem, dos ajustamentos associados aos desvios da procura de gás natural;
- a percentagem obtida, conforme descrito no ponto anterior, é comparada com o limite definido pela ERSE, que para o período regulatório iniciado em 2020 é de 20%;
- o montante de proveitos a diferir corresponde à parcela do desvio dos proveitos associados à procura de gás natural, quer seja positiva, quer seja negativa, que excede o limite referido no ponto anterior, sendo a recuperação deste montante efetuada nos três anos seguintes, em parcelas iguais acrescidas de juros, o que permite atenuar impactos nos proveitos permitidos que, de outra forma, ficariam concentrados num único ano.

A evolução dos valores parcelares dos desvios referentes aos anos s-2, s-1 e s, bem como o valor percentual que determina a ativação deste mecanismo, é ilustrada na figura seguinte. Como se observa, o desvio de proveitos associado à procura na rede de transporte calculado no presente exercício tarifário situou-se em 15%, abaixo do limite de 20%, pelo que o mecanismo não foi ativado.

Figura 2-25 – Evolução dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás natural associados à variação da energia saída da respetiva rede

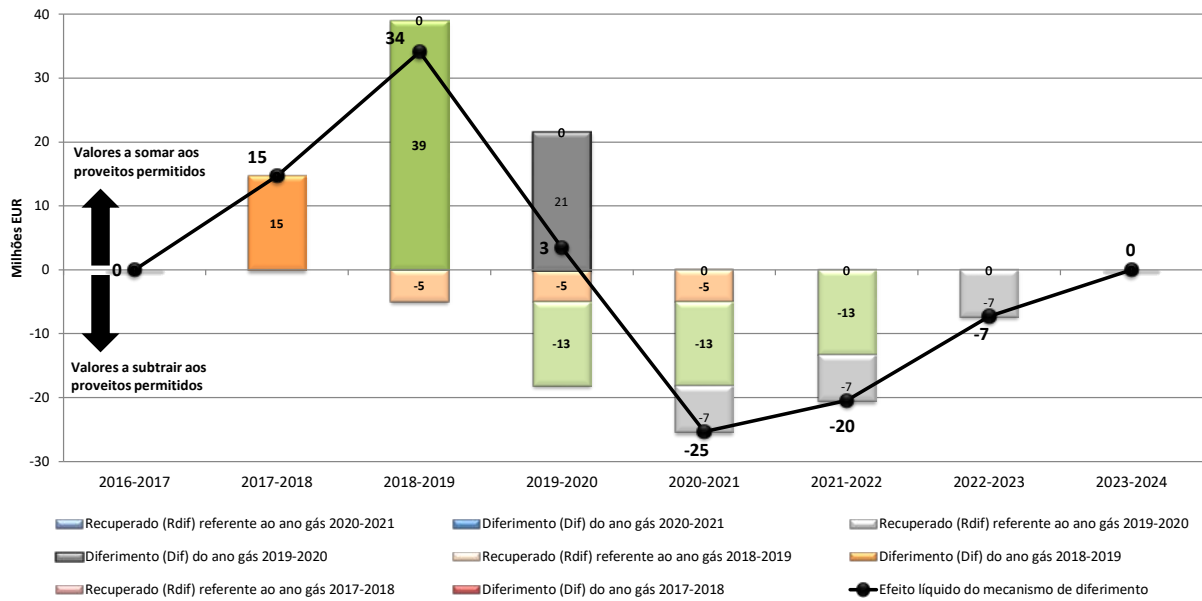


Por outro lado, nos anos gás de 2017-2018, 2018-2019 e 2019-2020, o mecanismo foi ativado no sentido de aumento dos proveitos e originou montantes a entregar à empresa em cada um desses anos. No presente exercício tarifário para o ano gás de 2020-2021, a empresa pagará anuidades destes três diferimentos, resultando num efeito líquido nos proveitos da atividade de Transporte de -25 347 milhares de euros²⁰.

²⁰ Sinal negativo indica um montante a devolver pela empresa.

A figura seguinte mostra a evolução do impacto líquido²¹ nos proveitos permitidos da atividade de transporte deste mecanismo, desde o ano gás 2016-2017 até ao ano gás 2020-2021, bem como os valores diferidos por recuperar nos anos que se seguem.

Figura 2-26 – Impacto do mecanismo de diferimento intertemporal nos proveitos da atividade de Transporte de gás natural



Nota: A aplicação do mecanismo no ano gás 2020-2021 não originou diferimento de montantes para os anos subsequentes.

²¹ Soma do diferimento do ano em causa com as anuidades de anos anteriores a liquidar nesse ano.

3 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS DO ANO GÁS 2020-2021

3.1 PROVEITOS A RECUPERAR

No âmbito da definição das tarifas do setor do gás natural, a ERSE calcula anualmente os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar para as diversas atividades e empresas reguladas.

Face a vários circunstancialismos, decorrentes do quadro legislativo e regulamentar, os valores dos proveitos permitidos a cada operador nem sempre são recuperados no âmbito do exercício da sua atividade, mas sim por outros operadores no âmbito das atividades que exercem tal como se pode observar na Figura 2-1. Estes proveitos são posteriormente transferidos pelos operadores que os recuperaram por aplicação da sua tarifa, para os operadores a quem são devidos. Assim, os proveitos a recuperar de uma atividade são-no por aplicação da respetiva tarifa ou por transferência de uma entidade externa. Por seu lado, os proveitos permitidos são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das suas tarifas ou por transferência entre empresas.

O Quadro 3-1 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2020-2021, por atividade.

O ano gás 2020-2021 é o primeiro ano de aplicação plena dos parâmetros definidos para o 5º período regulatório, que entraram em vigor a 1 de janeiro de 2020, e que marcaram a redefinição das bases de custos das várias atividades reguladas, e o estabelecimento das metas de eficiência a aplicar ao OPEX no período regulatório 2020 a 2023.

Ao nível dos custos de investimento, a tendência de um melhor ajustamento entre o nível de investimento e o nível de procura, tem resultado num menor nível de investimento nas infraestruturas de Alta Pressão e numa melhor adequação entre o nível de investimentos nas redes de Distribuição e o seu nível de consumo. A conjugação da diminuição do nível de investimento com a diminuição da taxa de remuneração por ação da ERSE reflete-se na diminuição dos custos de investimentos a recuperar pelas tarifas.

Um dos fatores que contribuiu para que os proveitos permitidos de 2020-2021 não apresentem uma grande redução relativamente ao ano gás anterior, ao contrário do sucedido nos anos gás mais recentes, foi o facto dos ajustamentos considerados em proveitos, apesar de na sua globalidade totalizarem cerca de 18 milhões de euros a favor consumidores, apresentam-se bastante inferiores ao valor do ano anterior, em que tinham ascendido a cerca de 59 milhões de euros também a favor dos consumidores. Acresce que, enquanto nas atividades de Alta Pressão os ajustamentos mantiveram-se no sentido de devolução de

valores aos consumidores, ao nível da atividade de Distribuição de gás natural os ajustamentos passaram a ser a favor das empresas, invertendo a tendência do ano anterior e aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede Distribuição. No entanto, o proveito permitido previsto da atividade de Distribuição de gás natural sem os ajustamentos diminuiu, comparativamente com o considerado nas tarifas 2019-2020.

Quadro 3-1 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2020-2021 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR		Variação	
		Proveitos a recuperar Tarifas 2020-2021	Proveitos a recuperar Tarifas 2019-2020		
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL [a]		31 114	23 865	7 249	30,4%
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural [b]		13 470	12 627	844	6,7%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural [c]		56 300	76 937	-20 637	-26,8%
Proveitos da atividade de Transporte de gás natural		30 190	73 191	-43 002	-58,8%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		32 589	9 649	22 940	237,7%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		-6 956	-6 510	-446	6,9%
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		478	607	-129	-21,3%
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador		478	607	-129	-21,3%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural		225 162	212 098	13 064	6,2%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		10 999	1 436	9 562	665,7%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		13 946	3 982		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]		1 383	928		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II- da tarifa de UGS		-4 834	-10 862	6 028	-55,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II- da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-3 498	-3 283		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II- da tarifa de UGS [e]		1 335	7 579		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		3 696	4 309	-613	-14,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-688	-664		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [f]		-4 384	-4 973		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		9 623	19 562	-9 939	-50,8%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		9 542	18 791		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [g]		-81	-771		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		391	677		
Custos do operador da rede de distribuição k, decorrente da aplicação da tarifa de OLMC, previstos para o ano gás t		478	607		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC [h]		87	-70		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural [i]		205 287	196 975	8 311	4,2%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista [j]		15 673	21 162	-5 490	-25,9%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		15 673	21 162	-5 490	-25,9%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso					
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		5 241	5 864	-623	-10,6%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		2 709	3 479	-770	-22,1%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 351	2 205	146	6,6%
Proveitos da função de Comercialização [k]		180	179	1	0,5%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		43 519	48 755	-5 236	-10,7%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		12 963	17 683	-4 720	-26,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		23 815	23 809	6	0,0%
Proveitos da função de Comercialização [l]		6 740	7 263	-523	-7,2%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]		330 424	336 317	-5 892	-1,8%

O Quadro 3-2 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

Quadro 3-2 - Proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos Permitidos 2020-2021
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	35 269
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural	[b]	9 315
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	80 822
Proveitos da atividade de Transporte de gás natural		55 537
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		25 285
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		0
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		0
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador	[d]	478
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	[e]	212 992
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		-1 383
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-1 335
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		4 384
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		81
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		-87
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		211 332
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	20 932
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		20 932
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		-649
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		18 624
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 351
Proveitos da função de Comercialização	[g]	-21 624
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		38 452
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		-15 167
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		23 815
Proveitos da função de Comercialização	[h]	29 803
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		367 987

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 3-1, resultam de²²:

- transferências, por parte dos CUR, no âmbito das parcelas I e II da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN;

²² Para uma melhor perceção dos fluxos consultar a Figura 2-1.

- não inclusão no total dos proveitos a recuperar, dos proveitos dos ORD decorrentes da aplicação das tarifas de UGS e de URT, uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das atividades de Gestão Técnica Global do SNGN e Transporte, do ORT para os ORD;
- não inclusão no total dos proveitos a recuperar dos proveitos do CUR decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, de URT e de URD, uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos da atividade de UGS, URT e URD, dos ORD para os CUR.
- não inclusão nos proveitos a recuperar do ORT dos valores decorrentes da aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural.

ALTERAÇÕES RESULTANTES DOS AJUSTAMENTOS

No Quadro 3-3 apresentam-se os impactos nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021 resultantes dos ajustamentos do ano civil de 2018 e do ano civil de 2019, nos proveitos a recuperar pelos operadores das várias atividades reguladas, por via da aplicação das tarifas e por transferências entre operadores.

Quadro 3-3 - Impacte dos ajustamentos nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021

Unidade: 10 ⁷ EUR						
	Proveitos permitidos/ a recuperar 2020-2021 antes de ajustamentos	Ajustamentos do ano gás t-2 e do ano civil s-2	Ajustamentos do ano gás t-1 e do ano civil s-1	Diferimento de Proveitos	Proveitos Permitidos/ a recuperar 2020-2021 com ajustamentos	Impacte dos ajustamentos %
	[A]	[B]	[C]	[D]	[A] - [B] - [C]	-[B] + [C] / [A]
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	38 208	-1 216	4 155	35 269	-7,7%
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural	[b]	18 181	737	8 128	9 315	-48,8%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	83 943	6 183	-3 062	80 822	-3,7%
Proveitos da atividade de Transporte de gás natural		70 012	14 475	0	55 537	
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		13 931	-8 292	-3 062	25 285	
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		0	0	0	0	
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		0	0	0	0	
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador	[d]	428		-49	478	11,5%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	[e]	206 859	-8 831	2 697	212 992	3,0%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		0	-1 246	2 629	-1 383	
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		0	-2 921	4 257	-1 335	
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		0	-5	-4 379	4 384	
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		0	-217	136	81	
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		0	32	55	-87	
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		206 859	-4 473	0	211 332	
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[e]	16 066	-2 702	-2 164	20 932	30,3%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		16 066	-2 702	-2 164	20 932	
Proveitos dos Comercializadores de último recurso						
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	[g]	5 113	1 194	4 568	-649	-112,7%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		2 709	963	-16 877	18 624	
Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN		2 351			2 351	
Proveitos da função de Comercialização		52	231	21 445	-21 624	
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³	[h]	46 921	14 215	-5 746	38 452	-18,0%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural ⁽¹⁾		12 963	13 464	14 666	-15 167	
Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN		23 815			23 815	
Proveitos da função de Comercialização		10 143	751	-20 412	29 803	
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		415 720	9 581	8 528	367 987	-4,4%

Nota: ⁽¹⁾ inclui atividade tarifária

O Quadro 3-4 apresenta os proveitos a recuperar em tarifas de 2020-2021 pela tarifa de UGS e identifica a atividade a que o proveito é devido.

Quadro 3-4 - Parcelas a serem recuperadas pela tarifa de UGS nas tarifas de 2020-2021

	Unidade: 10 ³ EUR	
	Parcela recuperada no ano gás 2020-2021 pela tarifa de UGS	Operador/Entidade
transferências para UGSI	7 304	
Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	1 258	CURr
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 155	Terminal
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	-4 155	AS
Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	6 046	ORD
transferências para UGSII	-6 956	
Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	-7 256	
<i>Desvio outros custos CSNGN</i>	94	<i>CURg</i>
<i>Ajustamento s-1 CURG</i>	2 164	<i>CURg</i>
<i>Ajustamento s-2 CURG</i>	2 702	<i>CURg</i>
<i>Ajustamentos s-1 CURr</i>	2 211	<i>CURr</i>
<i>Ajustamentos s-2 CURr</i>	-14 427	<i>CURr</i>
Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	299	CURg

3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL DE 2018 E DO ANO CIVIL DE 2019

O modelo de regulação definido pela ERSE contempla ajustamentos a repercutir nas tarifas com dois anos de desfasamento, calculados com base em contas auditadas.

Os ajustamentos do ano civil s-2 resultam do diferencial entre os proveitos faturados pelos vários operadores regulados e os respetivos proveitos permitidos, calculados com base em valores reais. Os ajustamentos podem dever-se a diversos fatores:

- faturação inferior ou superior à prevista devido a fatores externos à atividade dos operados, como sejam, a estrutura tarifária ou a incorreta aplicação das tarifas;
- nível de atividade resultando em valores de CAPEX e de OPEX diferentes dos considerados nas previsões.

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Assim, apresenta-se seguidamente, por tipo de ajustamento, a taxa de juro e o *spread* aplicado.

Quadro 3-5 - Taxas e *spread* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021

		2018	2019
Deflador do PIB		1,41%	1,69%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	-0,173%	
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0,750%	
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1		-0,217%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

No Quadro 3-6 apresenta-se a síntese da totalidade dos ajustamentos, calculados para todas as atividades.

Quadro 3-6 - Síntese dos ajustamentos dos anos s-2 e s-1

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamentos aos anos 2018 e 2019		
	Ano s-2	Ano s-1	Total
Ajustamentos do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	-1 216	4 155	2 939
Ajustamentos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural	737	8 128	8 866
Ajustamentos do operador da rede de transporte de gás natural	6 183	7 053	13 236
Proveitos da atividade de Transporte de gás natural	14 475	10 115	24 590
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema	-8 292	-3 062	-11 354
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0	0	0
Ajustamentos do operador logístico de mudança de comercializador	0	-49	-49
Ajustamentos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	-8 831	-4 695	-13 525
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS I	-1 246	2 629	1 383
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS II>	-2 921	4 257	1 335
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS II<	-5	-4 379	-4 384
Ajustamentos a recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT	-217	136	-81
Ajustamentos a recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de OLMC	32	55	87
Ajustamentos da atividade de Distribuição de gás natural	-4 473	-7 392	-11 866
Ajustamentos do Comercializador de último recurso grossista	-2 702	-2 164	-4 865
Ajustamentos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m³	1 194	4 568	5 762
Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural	963	-16 877	-15 914
Ajustamentos da função de Comercialização	231	21 445	21 676
Ajustamentos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - ≤ 10 000 m³	14 215	-5 746	8 469
Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural	4 897	14 666	19 563
Ajustamento aditividade tarifária	8 567		8 567
Ajustamentos da função de Comercialização	751	-20 412	-19 661
Total	9 581	11 250	20 831

Após análise prévia dos impactes em termos de volatilidade tarifária, conforme previsto no Regulamento Tarifário em vigor, os ajustamentos provisórios referentes ao ano civil de 2019 da atividade de Transporte de gás natural e da atividade de Distribuição de gás natural não foram considerados nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021.

Como referido na introdução, apresentam-se de seguida os ajustamentos apurados no âmbito do cálculo das tarifas do ano gás 2020-2021.

3.2.1 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL DE 2018

Os ajustamentos do ano civil de 2018 das empresas reguladas do setor do gás natural a repercutir no ano gás 2020-2021 apresentam-se, seguidamente, de forma sintetizada e por atividade.

3.2.1.1 OPERADORES DAS INFRAESTRUTURAS EM ALTA PRESSÃO

No Quadro 3-7 podem visualizar-se os ajustamentos do ano civil de 2018 das atividades desenvolvidas pelos Operadores das infraestruturas em alta pressão: i) Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, ii) Armazenamento Subterrâneo de gás natural, iii) Transporte de gás natural e Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 3-7 - Ajustamentos das infraestruturas de Alta Pressão referentes ao ano civil de 2018

	Unidade: 10 ³ EUR			
	REN Atlântico	REN Gasodutos	REN Armazenagem	Total
Proveitos permitidos (a)	31 636	104 425	21 303	157 363
Proveitos faturados (b)	43 033	119 270	27 064	189 367
Desvio (c) = (b) - (a)	11 397	14 845	5 761	32 004
Juros (d) = $[(1+i_{s-1}) * (1+i_{s-2}) * (c)] - (c)$	127	165	64	356
Ajustamento provisório calculado em 2019-2020 atualizado a 2020-2021 (e)	12 673	8 781	5 061	26 515
Juros (f) = $[(1+i_{s-1}) * (e)] - (e)$	68	47	27	141
Total dos ajustamentos (g) = (c) + (d) + (e) + (f)	-1 216	6 183	737	5 704

3.2.1.2 OPERADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No Quadro 3-8 podem visualizar-se os ajustamentos da atividade de Distribuição de gás natural do ano civil 2018.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2019-2020 DAS EMPRESAS REGULADAS

DO SETOR DO GÁS NATURAL

Quadro 3-8 - Ajustamentos da atividade de Distribuição de gás natural referentes ao ano civil 2018

Unidade: 10⁷ EUR

	Beiragás	Dianagas	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagas	Medigás	Paxgas	REN Portgás Distribuição	Setgas	Sonorgas	Tagusgás	Total
Real 2018												
A	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t											
	5 365	1 314	3 700	42 959	22 722	2 005	613	39 834	12 841	5 787	7 509	144 649
	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para os anos s e s+1											
	1 965	679	2 006	14 526	7 188	1 050	311	13 272	4 119	2 973	2 776	50 864
	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1											
	58 379	10 907	29 097	488 279	266 760	16 407	5 183	456 143	149 782	48 332	81 282	1 610 552
	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição fixada para o período de regulação											
	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%	5,82%
B	Custos de exploração:											
	3 753	1 366	1 882	26 630	9 057	1 143	458	12 524	6 116	3 533	3 557	70 021
C	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1											
	-118	-204	-87	160	-7 315	-88	67	2 463	-1 478	666	190	-5 742
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2											
	19	2	-57	1 951	4 568	98	-34	-280	534	238	446	7 486
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás t-2											
	9 216	2 882	5 726	67 478	34 525	3 139	1 038	50 175	19 900	8 417	10 430	212 926
F	Valor transferido do ORT para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP											
	0	0	0	-35	362	0	0	785	174	0	0	1 286
G	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2											
	833	1 556	945	4 470	-10 993	1 009	544	-11 244	3 021	6 873	2 985	0
H	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2											
	10 066	1 370	5 250	64 355	41 338	2 296	439	64 436	17 614	2 524	8 060	217 747
I = F+G+H-E	Desvio do ano s-2											
	1 683	44	469	1 312	-3 818	166	-54	3 801	909	980	616	6 106
	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020											
	1 702	411	730	5 714	-3 274	382	190	803	1 759	1 917	257	10 591
J	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021											
	1 711	413	734	5 745	-3 291	384	191	807	1 768	1 927	259	10 647
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread											
	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%
L	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread											
	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
N = P*(1+K)*(1+L)-J	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2											
	-10	-369	-260	-4 418	-569	-216	-246	3 036	-849	-936	364	-4 473

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA PARCELA I DA TARIFA DE UGS

No Quadro 3-9 podem visualizar-se os ajustamentos da parcela I da tarifa de UGS do ano civil 2018.

Quadro 3-9 - Ajustamentos da aplicação da parcela I da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2018

Unidade: 10⁷ EUR

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	468	26	71	1 500	3 278	28	3	2 233	589	19	532	8 747
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-66	-10	-28	1 303	-521	-51	-5	-376	-180	5	-71	0
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	446	34	102	1 816	3 274	44	7	2 839	715	48	533	9 858
D	Ajustamento de s-1	68	9	24	2 707	312	16	4	98	115	-10	34	3 378
E	Ajustamento de s-2	-38	-1	-4	-4 187	-136	31	0	-2	-10	0	-17	-4 365
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-14	-11	-39	-493	-341	-20	-5	-887	-201	-34	-55	-2 099
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto para o ano s-2	48	11	37	420	176	21	5	989	182	33	53	1 975
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS I do ano gás s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	33	0	-2	-73	-164	1	0	103	-19	0	-2	-124
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	55	8	14	306	113	12	7	497	93	-15	24	1 115
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano gás t	-21	-8	-16	-382	-280	-12	-6	-396	-113	15	-27	-1 246

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA PARCELA II> DA TARIFA DE UGS

No Quadro 3-10 podem visualizar-se os ajustamentos da parcela II> da tarifa de UGS do ano civil 2018.

Quadro 3-10 - Ajustamentos da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2018

		Unidade: 10 ⁷ EUR											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	15	0	0	-10	-32	0	0	-20	-10	1	-2	-58
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	-10	-19	40	1 034	736	23	0	-552	-1 234	-14	-4	0
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-79	-5	-12	-344	-373	-3	-1	-403	-118	-5	-100	-1 443
D	Ajustamento s-1	-97	-10	-10	-646	-489	-3	1	351	-253	-131	20	-1 267
E	Ajustamento s-2	103	29	9	191	1 660	-1	-1	255	1 868	8	7	4 129
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	90	5	51	912	2 248	23	2	438	490	-132	120	4 248
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	182	11	65	1 293	2 804	27	3	860	1 831	-131	233	7 178
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano gás t	-92	-6	-13	-377	-546	-4	-1	-422	-1 346	-2	-112	-2 921

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA PARCELA II< DA TARIFA DE UGS

No Quadro 3-11 podem visualizar-se os ajustamentos da parcela II< da tarifa de UGS do ano civil 2018.

Quadro 3-11 - Ajustamentos da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2018

		Unidade: 10 ⁷ EUR											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-588	-70	-340	-3 611	-1 194	-127	-43	-3 282	-929	-141	-299	-10 624
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	-442	80	-223	-148	-1 074	40	-11	492	1 273	122	-108	0
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-103	-9	-30	-397	-961	-15	-2	-758	-173	-14	-116	-2 579
D	Ajustamento s-1	463	48	315	2 148	1 292	52	33	410	710	185	163	5 818
E	Ajustamento s-2	67	-95	14	-783	-2 193	-41	-3	352	-2 029	-63	-60	-4 833
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-397	-28	-203	-1 996	-2 208	-62	-22	-1 271	-803	118	-188	-7 061
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreprovento	203	22	82	1 362	520	30	11	580	260	46	81	3 198
H =F+G	Ajustamento do ano s-2	-194	-6	-121	-634	-1 688	-32	-11	-691	-543	163	-107	-3 863
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-241	-9	-121	-823	-2 100	-32	-12	-999	478	185	-207	-3 881
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
L=H*(1+J)-(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano gás t	46	3	0	186	405	-1	1	305	-1 030	-20	101	-5

AJUSTAMENTOS POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 3-12 podem visualizar-se os ajustamentos do ano civil de 2018.

Quadro 3-12 - Ajustamentos por aplicação da tarifa de URT referentes ao ano civil 2018

Unidade: 10⁷ EUR

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano gás s-2	1 331	101	284	5 367	9 830	133	18	8 379	2 222	143	1 633	29 442
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano gás s-2	128	13	76	1 509	-1 320	1	2	-630	126	54	40	0
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pelo URT	1 459	111	383	5 254	8 751	129	23	7 783	2 436	185	1 552	28 066
D	Ajustamento de s-1	-200	-7	-106	53	562	7	-2	-193	-298	-13	-46	-243
E	Ajustamento de s-2	-30	-1	7	-2 075	-196	-1	0	18	-36	-55	-137	-2 507
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-231	-5	-123	-399	124	10	-4	-208	-422	-56	-62	-1 375
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-196	-17	-160	-451	394	12	0	-271	-437	0	-40	-1 167
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano gás t	-37	12	37	50	-270	-1	-4	62	13	-57	-22	-217

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

No Quadro 3-22 podem visualizar-se os ajustamentos da tarifa de OLMC do ano civil 2018.

Quadro 3-13 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de OLMC referentes ao ano civil 2018

		Unidade: 10 ³ EUR											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de OLMC, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano gás s-2	6	1	3	62	26	3	1	50	19	2	6	179
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de OLMC, no ano gás s-2	0	-1	-2	-37	39	-2	-1	8	-8	-2	5	0
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela OLMC	11	1	3	42	68	1	0	61	19	0	12	218
D	Ajustamento de s-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E	Ajustamento de s-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de OLMC do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela OLMC	-5	0	-2	-17	-3	-1	0	-3	-8	1	0	-39
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-6	0	0	-21	-25	-3	0	-3	-13	1	0	-70
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de OLMC do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela OLMC atualizado ao ano gás t	1	0	-2	4	22	2	0	-1	5	0	-1	32

3.2.1.3 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

No Quadro 3-14 podem visualizar-se o ajustamento do ano civil de 2018.

Quadro 3-14 - Ajustamento da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista referente ao ano civil de 2018

	Unidade: 10 ³ EUR
	Ajustamento dos proveitos relativos ao ano 2018
Proveitos permitidos (a)	24 170
Proveitos faturados (b)	24 728
Ajustamentos referentes a anos anteriores (c)	-1 362
Ajustamento transferências UGS II (d)	0
Desvio (e) = (b) + (c) + (d) - (a)	-804
Juros (f) = $[(1+i_{s-1}) \cdot (1+i_{s-2}) \cdot (e)] - (e)$	-9
Acerto anos anteriores (g)	-1 888
Total do ajustamento (h) = (e) + (f) + (g)	-2 702

3.2.1.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 3-15 sintetiza, por empresa regulada, os valores dos ajustamentos da função de Comercialização dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2018.

Quadro 3-15 - Ajustamentos da função de Comercialização dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2018

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total CUR k
Proveitos permitidos (a)	543	94	314	2 161	4 324	1 838	163	23	1 318	107	367	11 252
<i>Diferencial (b)</i>	-198	-30	-135	-1 553	-1 645	-561	-24	22	-558	-42	-186	-4 910
Proveitos a recuperar (c) = (a) + (b)	345	64	179	608	2 679	1 277	140	45	760	66	180	6 342
Proveitos faturados (d)	356	62	210	1 176	3 315	1 311	148	47	937	61	196	7 818
Compensações + Transferência UGS I (e)	217	32	147	1 779	2 012	620	27	-22	619	49	186	5 665
Desvio (f) = (e) + (d) - (a)	30	0	43	795	1 002	92	11	2	238	3	15	2 231
Desvio provisório ano anterior (g)	29	5	35	409	742	-148	10	1	200	2	-19	1 267
Acertos de Anos Anteriores (h)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juros (i) = [(f)*(1+ i_{s-2})-(g)] * (1+ i_{s-1})+ (h) * (1+ i_{s-2}) * (1+ i_{s-1}) - (f)+(g)-(h)	0	0	0	7	7	2	0	0	2	0	0	18
Ajustamento Comercialização do ano s-2 (h) = (f) - (g) + (h)+ (i)	1	-5	8	392	267	242	2	1	39	0	34	982

O Quadro 3-16 sintetiza, por empresa regulada, os valores referentes aos ajustamentos do ano civil 2017 da função de compra e venda de gás natural.

Quadro 3-16 - Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2018

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensagás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total CUR k
CVGN												
Proveitos permitidos (a)	-133	332	464	3 432	9 579	7 062	264	103	3 041	-136	557	24 565
Diferencial (b)	1 396	-145	182	1 888	369	-3 164	100	1	-881	248	163	158
Proveitos a recuperar (c) = (a) + (b)	1 263	187	646	5 320	9 948	3 898	364	104	2 160	112	720	24 722
Proveitos faturados (d)	1 356	201	747	5 527	10 643	4 187	383	111	2 316	232	740	26 442
Compensações + Transferência UGS II + Sobreprovento (e)	-1 617	119	-284	-2 508	-1 683	2 653	-138	-14	665	-297	-255	-3 361
Desvio (f) = (e) + (d) - (a)	-128	-12	-1	-413	-620	-222	-19	-6	-60	71	-73	-1 483
Desvio provisório ano anterior (g)	-198	-20	-72	-489	-964	-374	-27	-9	-149	-71	-71	-2 445
Acertos de anos anteriores (inclui juros) (h)	141	27	120	1 242	1 840	684	109	10	512	49	113	4 848
Juros (i) = [(f) * (1 + i _{s,2}) - (g)] * (1 + i _{s,1}) - [(f) - (g)]	1	0	2	12	19	7	1	0	6	2	1	50
Ajustamento CVGN s-2 (j) = (f) - (g) + (h) + (i)	212	35	193	1 330	2 203	843	118	14	607	192	112	5 860
Aditividade tarifária / Sobreprovento												
Proveitos por aplicação da TVCF (1)	3 528	541	1 910	13 833	30 562	16 018	1 044	358	6 720	595	1 924	77 031
Proveitos que resultam da faturação (2)	3 448	526	2 034	13 270	28 083	10 980	999	242	6 551	569	1 856	68 558
Desvio (3) = (1) - (2)	80	15	-125	563	2 479	5 038	45	116	169	26	67	8 473
Juros (4) = [(1 + i _{s,2}) * (1 + i _{s,1}) * (3)] - (3)	1	0	-1	6	28	56	1	1	2	0	1	94
Aditividade tarifária / Sobreprovento s-2 (5) = (3) + (4)	81	15	-126	569	2 507	5 094	45	117	171	27	68	8 567
Total do ajustamento do ano s-2 (j) + (5)	293	50	67	1 899	4 710	5 937	163	131	778	219	180	14 427

3.2.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

De acordo com o disposto no Regulamento Tarifário foram calculados os ajustamentos provisórios do ano s-1 (ano civil 2019) para as atividades reguladas do setor do gás natural. Após análise do impacto em termos de volatilidade tarifária desses ajustamentos, os valores referentes aos ajustamentos provisórios de 2019 das atividades de Transporte de gás natural e de Distribuição de gás natural, não foram considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021.

3.2.2.1 OPERADORES DAS INFRAESTRUTURAS EM ALTA PRESSÃO

No Quadro 3-17 podem visualizar-se os ajustamentos calculados, referentes ao ano civil 2019 dos operadores das infraestruturas em alta pressão que desenvolvem as seguintes atividades: i) Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, ii) Armazenamento Subterrâneo de gás natural, iii) Transporte de gás natural e Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 3-17 - Ajustamentos das infraestruturas de Alta Pressão referentes ao ano civil 2019

	Unidade: 10 ³ EUR			
	REN Atlântico	REN Gasodutos	REN Armazenagem	Total
Proveitos permitidos (a)	28 424	94 956	17 971	141 352
Proveitos faturados (b)	32 557	101 972	26 056	160 586
Desvio (c) = (b) - (a)	4 133	7 016	8 085	19 234
Juros (d) = $[(1+i_{s-1}) * (c)] - (c)$	22	37	43	102
Total dos ajustamentos (e) = (c) + (d)	4 155	7 053	8 128	19 336

3.2.2.2 OPERADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No Quadro 3-18 pode-se visualizar os ajustamentos do ano civil 2019.

Quadro 3-18 - Ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural referentes ao ano civil 2019

Unidade: 10³ EUR

		Beiragás	Dianagás	Duriensgás	Lisboagás	Lusitaniagas	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Estimativa 2019													
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 370	1 508	3 712	41 805	22 466	2 160	659	42 082	12 658	8 180	7 455	148 055
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	2 050	906	2 117	14 491	7 418	1 237	372	15 629	4 208	4 527	2 814	55 768
	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1	58 248	10 578	27 977	479 181	263 995	16 200	5 036	464 098	148 253	64 088	81 425	1 619 080
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%	5,70%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	3 690	1 340	1 872	26 208	8 991	1 150	459	12 631	6 101	3 686	3 500	69 628
C	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	186	14	-150	1 667	-1 626	139	67	-160	-17	922	186	1 228
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	204	-5	228	502	4 527	23	-42	-1 083	484	161	295	5 295
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos pelo ORD, com base nos valores estimados para o ano s-1	8 669	2 840	5 505	65 844	28 556	3 149	1 093	55 956	18 292	10 783	10 474	211 161
F	Valor transferido do ORD para o ORD no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP				117	4 296			1 172	407			5 992
G	Compensação do ORD, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	508	1 466	983	5 142	-19 527	952	591	-2 466	1 901	7 559	2 890	0
H	Proveitos estimados facturar pelo ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	9 021	1 295	5 327	61 441	37 349	2 302	593	54 501	16 258	2 577	7 152	197 816
I = F+G+H-E	Desvio do ano s-1	860	-79	804	857	-6 438	105	91	-2 749	274	-647	-433	-7 353
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
K = I*(1+J)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores estimados no ano s-1	865	-80	809	861	-6 472	106	92	-2 763	275	-650	-435	-7 392

Nota: O indutor “energia veiculada” no ano de 2019 das empresas Lusitanigás, Setgás e Tagusgás exclui a estimativa da energia recebida e fornecida de acordo com cada situação específica.

Após a análise do impacto na volatilidade tarifária do valor do ajustamento provisório dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, calculado tendo em conta os valores estimados ocorridos no ano civil de 2019, e face a dúvidas levantadas sobre a informação reportada por alguns operadores da rede de distribuição, a ERSE decidiu não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021, conforme previsto no n.º 9, do Artigo 91.º do Regulamento Tarifário em vigor.

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA PARCELA I DA TARIFA DE UGS

No Quadro 3-19 podem visualizar-se os ajustamentos da parcela I da tarifa de UGS do ano civil 2019.

Quadro 3-19 - Ajustamentos da aplicação da parcela I da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2019

Unidade: 10³ EUR

	BeiraGás	DianaGás	DurienseGás	LisboaGás	LusitâniaGás	MediGás	PaxGás	REN PortGás Distribuição	SetGás	SonoraGás	TagusGás	Total	
A	Valor estimado facturar pelo ORD k por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano s-1	286	20	56	1 080	2 252	25	5	1 571	500	-8	210	5 996
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano s-1	-147	-17	-41	2 585	-890	-27	-7	-1 072	-292	51	-142	0
C	Valor a pagar pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	101	8	22	434	1 212	10	2	815	-1	13	108	2 723
D	Ajustamento de s-1	50	7	18	338	141	13	5	158	88	-13	18	823
E	Ajustamento de s-2	-17	-2	-6	-2 390	-202	-2	0	70	-30	-46	-19	-2 645
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORD pela parcela I do Uso Global do Sistema	71	1	5	1 178	90	-1	0	-88	267	-30	-42	1 451
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	62	10	23	449	169	14	6	344	52	1	34	1 164
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORD pela parcela I do Uso Global do Sistema, atualizado	134	11	28	1 636	260	13	6	257	320	-29	-8	2 629

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA PARCELA II> DA TARIFA DE UGS

No Quadro 3-20 podem visualizar-se os ajustamentos da parcela II> da tarifa de UGS do ano civil 2019.

Quadro 3-20 - Ajustamentos da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2019

Unidade: 10³ EUR

		Beiraçãs	Dianagãs	Duriensegãs	Lisboagãs	Lusitâniagas	Medigãs	Paxgãs	REN Portgãs Distribuição	Setgãs	Sonorgãs	Tagusgãs	Total
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS II>, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano s-1	-64	-4	-9	-220	-544	-4	0	-826	-105	-28	-74	-1 878
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema II>, no ano s-1	-97	-18	40	260	362	-7	5	-178	-375	-30	39	0
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-1, pelo uso global do sistema	-12	-1	-1	49	-54	0	0	-135	-17	-3	-12	-187
D	Ajustamento de s-1	79	5	20	345	1 295	14	1	602	543	-166	116	2 854
E	Ajustamento de s-2	119	16	31	641	1 519	22	-1	262	352	90	21	3 071
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do Uso Global do Sistema	48	-1	84	977	2 686	25	5	-5	432	-131	114	4 234
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do Uso Global do Sistema atualizado	48	-1	84	982	2 700	26	5	-5	435	-132	114	4 257

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA PARCELA II< DA TARIFA DE UGS

No Quadro 3-21 podem visualizar-se os ajustamentos da parcela II< da tarifa de UGS do ano civil 2019.

Quadro 3-21 - Ajustamentos da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS referentes ao ano civil 2019

Unidade: 10³ EUR

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitániagas	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS II<, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano s-1	-53	-8	-37	-481	-211	-16	-4	-488	-120	-11	-30	-1 460
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema II<, no ano s-1	-53	-9	60	303	-46	-13	2	-168	-68	-10	1	0
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-1, pelo uso global do sistema	-16	-1	-3	56	-139	-2	0	-254	-25	-8	-14	-407
D	Ajustamento de s-1	2	22	10	147	-671	0	5	-249	187	186	-61	-423
E	Ajustamento de s-2	-89	-23	-119	-1 197	-1 873	-17	-10	-64	-507	-57	-37	-3 983
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do Uso Global do Sistema	-177	-17	-82	-1 284	-2 663	-43	-7	-715	-482	115	-113	-5 468
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito	80	10	16	318	158	10	4	308	93	86	30	1 112
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do Uso Global do Sistema atualizado	-98	-7	-66	-971	-2 518	-33	-4	-409	-391	202	-84	-4 379

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT

No Quadro 3-22 podem visualizar-se os ajustamentos da tarifa de URT do ano civil 2019.

Quadro 3-22 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de URT referentes ao ano civil 2019

Unidade: 10³ EUR

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagas	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano s-1	1 235	97	296	5 342	9 702	125	23	7 160	2 170	128	1 411	27 689
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano s-1	150	25	120	1 580	-1 371	8	5	-657	138	36	-33	0
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	1 330	119	406	4 760	7 997	129	22	6 352	2 174	229	1 324	24 843
D	Ajustamento de s-1	-186	-12	-112	-751	200	4	-2	-320	-257	-10	-81	-1 527
E	Ajustamento de s-2	-31	-1	-3	-787	-167	-2	0	-45	-77	-28	-42	-1 183
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORD pelo Uso da Rede de Transporte	-163	-9	-106	624	367	6	3	-215	-200	-104	-69	136
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORD pelo Uso da Rede de Transporte atualizado	-163	-9	-107	628	369	6	3	-216	-201	-104	-69	136

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

No Quadro 3-23 podem visualizar-se os ajustamentos da tarifa de OLMC do ano civil 2019.

Quadro 3-23 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de OLMC referentes ao ano civil 2019

		Unidade: 10 ³ EUR											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagas	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	15	2	8	136	76	6	2	122	45	6	14	432
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	2	-2	-6	-82	90	-5	-2	14	-17	-4	12	0
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	21	2	6	48	160	2	0	61	34	0	26	359
D	Ajustamento de s-1	-1	0	0	-5	-6	-1	0	-1	-3	0	0	-18
E	Ajustamento de s-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-6	-1	-4	1	0	-2	0	75	-9	1	-1	55
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-6	-1	-4	1	0	-2	0	75	-9	1	-1	55

3.2.2.3 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

No Quadro 3-24 podem visualizar-se os ajustamentos provisórios do ano civil de 2019.

Quadro 3-24 - Ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso grossista referente ao ano civil de 2019

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos ao ano 2019 (1)	Juros do ajustamento dos proveitos relativos ao ano 2019 (2) = (1) x [(1+i _{t-1})-1]	Total dos ajustamentos em 2020-2021 dos proveitos relativos a 2019 (3)=(1)+(2)
Ajustamento da atividade Compra e Venda de Gás Natural do CURG	-2 152	-11	-2 164
Total	-2 152	-11	-2 164

3.2.2.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 3-25 sintetiza, por empresa regulada, os valores referentes aos ajustamentos do ano civil 2019 da função de comercialização.

Quadro 3-25 - Ajustamentos da função de Comercialização dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2019

Unidade: 10⁶ EUR

	Boiragás	DianaGás	DurienseGás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	MediGás	PavGás	SeGás	Sonorgás	TagusGás	Total CUR k
Proveitos permitidos (a)	516	82	280	1 897	3 535	1 805	155	46	1 178	110	363	9 968
Diferencial (b)	-108	-4	-58	-999	-113	-410	-1	1	-175	-37	-159	-2 064
Proveitos a recuperar (c) = (a) + (b)	408	78	222	897	3 422	1 395	154	47	1 003	73	204	7 904
Proveitos previstos faturar (d)	348	62	210	1 133	3 238	1 291	147	47	913	62	192	7 643
Compensações + Transferência UGS I (e)	171	5	97	1 611	291	593	6	2	304	45	229	3 353
Desvio (f) = (e) + (d) - (a)	3	-16	27	847	-6	79	-2	3	38	-4	58	1 028
Juros (g) = [(1+i _{t-2}) * (f)] - (f)	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	5
Ajustamento Comercialização s-1 (h) = (f) + (g)	3	-16	27	852	-6	79	-2	3	38	-4	59	1 033

O Quadro 3-26 sintetiza, por empresa regulada, os valores referentes aos ajustamentos do ano civil 2019 da função de compra e venda de gás natural.

Quadro 3-26 - Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural dos Comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2019

	Boiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Pavagás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total CUR k
CVGN												
Proveitos permitidos (a)	59	261	564	2 537	9 036	5 593	234	91	1 750	108	587	20 820
Diferencial (b)	1 113	-81	97	2 112	905	-1 682	115	14	447	103	51	3 195
Proveitos a recuperar (c) - (a) + (b)	1 172	180	661	4 649	9 942	3 911	349	105	2 196	211	638	24 015
Proveitos previstos faturar (d)	1 171	180	661	4 647	9 944	3 912	349	105	2 197	211	638	24 016
Compensações + Transferência UGS II + Sobreprojeito (e)	-1 703	112	-185	-3 273	-1 508	2 307	-169	-22	-624	-228	-102	-5 396
Desvio (f) = (e) + (d) - (a)	-591	31	-87	-1 163	-600	626	-54	-9	-177	-125	-51	-2 200
Juros (g) = [(f) * (1 + i _{s,t})] - (f)	-3	0	0	-6	-3	3	0	0	-1	-1	0	-12
Ajustamento CVGN s-1 (i) = (f) + (g)	-594	31	-88	-1 170	-603	629	-54	-9	-178	-126	-51	-2 211

Unidade: 10³ EUR

4 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS DO ANO GÁS 2020- 2021

Os pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021, assim como as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas, são apresentados no capítulo 2 deste documento.

A revisão regulamentar do setor do gás natural, efetuada em 2019, introduziu alterações significativas ao nível do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas. As tarifas passaram a ser aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro do ano s e 30 de setembro do ano $s+1$. Por esta razão a ponderação efetuada aos proveitos definidos para cada ano civil (s e $s+1$) que compõem os proveitos permitidos do ano gás foi alterada, passando a ser feitos na proporção de 0,25 dos proveitos de s e de 0,75 dos proveitos de $s+1$, para determinação do proveito permitido do ano gás.

Por outro lado, os parâmetros regulatórios passaram a ser aplicados em ano civil. Assim, os parâmetros regulatórios definidos para o novo período regulatório começaram a ser aplicados a 1 de janeiro de 2020. Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o novo período regulatório encontram-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

4.1 ATIVIDADES DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL – REN ATLÂNTICO, TERMINAL DE GNL, S.A.

4.1.1 PROVEITOS

Os proveitos permitidos associados ao OPEX da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL evoluem em função de uma parcela fixa com um peso de 80% e de uma parcela variável indexada à energia regaseificada, com um peso de 20%. Esta ponderação manteve-se inalterada para o período regulatório 2020 a 2023, sendo aplicada aos proveitos permitidos de 2020 e 2021. Por sua vez, estas duas parcelas evoluem anualmente em função do IPIB – X, sendo o fator de eficiência (X) de 2% ao ano. No que diz respeito aos custos com aquisição de energia elétrica, estes estão indexados à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros, publicada pelo OMIP, acrescida de um fator de eficiência de 2% ao ano. Foi também aplicado o Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários, previsto no n.º 10 do Artigo 79.º do Regulamento Tarifário em vigor, que permite mitigar as variações tarifárias resultantes

da evolução dos proveitos permitidos do Terminal de GNL decorrentes dos ajustamentos aos proveitos de anos anteriores.

O valor dos proveitos permitidos para a REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A., foi calculado de acordo com o Artigo 79.º do Regulamento Tarifário, em vigor (Quadro 4-1).

Quadro 4-1 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Unidade: 10³ EUR

		ano gás t-1 (a)	2020 (ano civil s)	2021 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
a=1*1+2*3	Custos com capital afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	25 974	26 930	26 507	26 613	2,5%
1	Amortizações do ativo fixo afeto a esta atividade, líquidas das amortizações dos ativos participados		19 308	19 605		-
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações		168 250	152 337		-
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem		4,53%	4,53%		-
b=4+5*6+7*8	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	9 781	11 355	11 676	11 595	18,5%
4	Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 068	3 901	3 881	3 886	-4,5%
5	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,038744	0,025150	0,025024	0,025056	-35,3%
6	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	39 711	40 126	55 733	51 831	30,5%
7	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIPI (€/kWh)	0,095088	0,108593	0,108050	0,108186	13,8%
8	Consumo de energia ativa (MWh)	44 071	59 351	59 231	59 261	34,5%
c	Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0	0	0	0	-
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"					-
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas às Interligações					-
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread					-
g	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread					-
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	12 673			4 155	-
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	67			-1 216	-
j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i	Proveitos a permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	23 015	38 285	38 182	35 269	53,2%
k	Desvios positivos ou negativos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	-850			4 155	-588,8%
l=j+k	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	23 865	38 285	38 182	31 114	30,4%

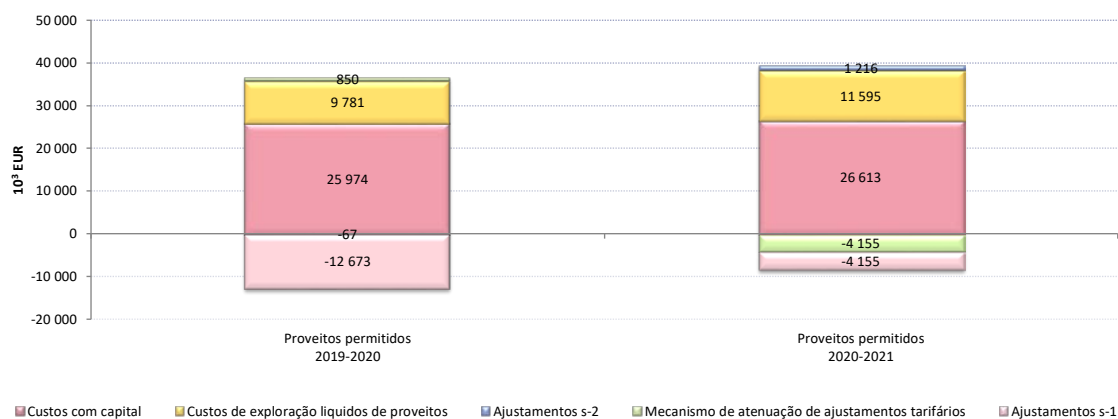
O cálculo do valor do Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários a repercutir na parcela I da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de Transporte é efetuado de acordo com o Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR
		ano gás t
a	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano gás t, sem aplicação do ajustamento de s-1	39 424
b	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	51 831
c	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, previstos para o ano gás t-1, sem aplicação do ajustamento de s-1	35 688
d	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	39 711
e	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t, e que tome em consideração as principais variáveis de mercado e o equilíbrio do SNGN.	0,25901
(((a/b)/(c/d))-(1+e))*a	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 155

A Figura 4-1 permite visualizar as várias componentes dos proveitos, evidenciando a evolução entre os proveitos permitidos do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos do ano gás 2020-2021.

Figura 4-1 - Desagregação dos proveitos da REN Atlântico



No Quadro 4-3 apresenta-se o valor do imobilizado líquido de amortizações, do imobilizado em curso e das participações ao investimento, por grandes agregados, nos anos gás 2019-2020 e 2020-2021.

Quadro 4-3 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Atlântico

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos 2019-2020		Proveitos permitidos 2020-2021	
	2019	2020	2020	2021
Imobilizado				
saldo inicial	463 787	468 072	470 015	473 178
imobilizado em curso	195	1 085	1 048	1 745
amortizações acumuladas	242 348	262 896	267 147	290 116
saldo final	468 072	473 444	473 178	477 363
imobilizado em curso	1 085	2 773	1 745	1 309
amortizações acumuladas	262 896	283 604	290 116	313 382
	212 667	195 578	191 568	171 995
Comparticipações				
saldo inicial bruto	84 500	84 500	84 500	84 500
amortizações acumuladas	55 691	59 351	59 351	63 012
saldo inicial líquido	28 810	25 149	25 149	21 488
saldo final bruto	84 500	84 500	84 500	84 500
amortizações acumuladas	59 351	63 012	63 012	66 673
saldo final líquido	25 149	21 488	21 488	17 827
	26 979	23 318	23 318	19 657
imobilizado a remunerar inicial	192 435	178 941	176 671	159 829
imobilizado a remunerar final	178 941	165 579	159 829	144 845
Imobilizado médio do ano	185 688	172 260	168 250	152 337

4.1.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

O ajustamento de 2018, a considerar no ano gás 2020-2021 da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, foi calculado de acordo com o n.º 8 do Artigo 73.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril. A empresa que desenvolve estas atividades é a REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A..

O Quadro 4-4 apresenta o cálculo do ajustamento relativo ao ano civil de 2018 da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
a	Custo com capital afeto à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	29 859
1	Amortizações do ativo fixo afeto a esta atividade, líquidas das amortizações dos ativos compartilhados	18 847
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações	199 387
3	Taxa de remuneração semestral do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,52%
b	Custos de exploração afetos à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	10 106
	<i>Componente fixa dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</i>	4 599
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/GWh)</i>	0,080003
	<i>Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)</i>	41 504
	<i>Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)</i>	0,045408
	<i>Consumo de energia ativa (MWh)</i>	48 173
c	Proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas às Interligações	
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread	
g	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	7 042
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	1 286
j = a+b-c+d-e*(1+f)-h-i	Proveitos permitidos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	31 636
k	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano 2018	40 716
l	Desvios positivos ou negativos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	2 317
m = k + l - j	Desvio do ano 2018	11 397
n	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	12 673
o=n*(1+p)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	12 740
p	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
q	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
r = m * (1+p) + (1+p) - o	Ajustamento no ano 2018 dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	-1 216

Refira-se que em documento enviado à ERSE, após a apresentação da proposta de tarifas, a REN colocou uma questão relativamente ao apuramento dos ajustamentos de 2018, na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Após análise ao comentário apresentado, a ERSE manteve os valores da proposta. Assim, o valor apresentado pela ERSE, referente ao total da energia entregue pelo Terminal de GNL à RNT foi mantido para se encontrar no mesmo referencial com que foram calibrados os parâmetros regulatórios, assim o valor considerado pela ERSE, tal como nos anos anteriores reflete a energia registada no referencial do operador da rede de transporte, ou seja, as quantidades apresentadas no quadro “Quadro N4-10 - ORT”, das normas complementares, sendo a energia entregue no interface entre o terminal de GNL e a rede de transporte.

4.1.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

Os ajustamentos provisórios de 2019, a considerar no ano gás 2020-2021 da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, foram calculados de acordo com o n.º 7 do Artigo 79.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para determinar o valor do ajustamento provisório, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores estimados a faturar pela empresa, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2019, calculados com base nos valores estimados, acrescida de juros.

Neste sentido, o ajustamento provisório do ano civil de 2019 assenta nos custos estimados de exploração determinados de acordo com o regime de incentivos à eficiência aplicáveis à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

O Quadro 4-5 apresenta o cálculo do ajustamento relativo ao ano civil de 2019 da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 4-5 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR
		Ano 2019
a=1+2*3	Custos com capital afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	29 012
1	Amortizações do ativo fixo afeto a esta atividade, líquidas das amortizações dos ativos participados	19 065
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações	184 211
3	Taxa de remuneração semestral do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,40%
b=4+5*6+7*8	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	13 101
4	<i>Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</i>	4 571
5	<i>Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/GWh)</i>	0,079528
6	<i>Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)</i>	61 553
7	<i>Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)</i>	0,054573
8	<i>Consumo de energia ativa (MWh)</i>	66 607
c	Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	18
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações	
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread	
g	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	12 772
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	899
j = a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	28 424
k	Proveitos estimados recuperar por aplicação das tarifas calculados com base em valores estimados no ano 2019	36 145
l = k - j	Desvios positivos ou negativos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano s-1	-3 588
m = k + l - j	Desvio do ano 2019	4 133
n	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
o = m * (1+n)	Ajustamento provisório no ano 2019 dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 155

4.2 ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL – REN ARMAZENAGEM, S.A.

A atividade de Armazenamento Subterrâneo é exercida 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. O OPEX da REN Armazenagem evolui em função de uma parcela fixa com um peso de 70% e de uma parcela variável indexada à energia injetada e extraída, com um peso de 30%. Esta ponderação é aplicada aos proveitos permitidos de 2020 e de 2021, uma vez que para o período regulatório 2020 a 2023, não foi alterada a ponderação. Estas parcelas evoluem anualmente em função do IPIB – X, sendo o fator de eficiência (X) de 3,0% ao ano.

A justificação dos parâmetros atrás referida encontra-se plasmada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

4.2.1 PROVEITOS

O valor total dos proveitos permitidos à REN Armazenagem, S.A. foi calculado de acordo com o Artigo 80.º do Regulamento Tarifário, em vigor (Quadro 4-6).

Quadro 4-6 - Proveitos da REN Armazenagem

		Unidade: 10 ³ EUR				
		ano gás t-1 (a)	2020 (ano civil s)	2021 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
a=1+2*3	Custos com capital afetos a esta atividade	15 606	14 950	14 808	14 844	-5%
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado		6 933	7 017		-
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano		176 960	171 976		-
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem		4,53%	4,53%		-
b=4+5*6+7	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 281	3 503	3 258	3 319	1%
4	Componente fixa (103€)	2 179	2 108	2 076	2 084	-4%
5	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,168186	0,146267	0,144073	0,144622	-14%
6	Energia extraída/injetada (GWh)	6 239	8 009	8 009	8 009	28%
7	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo	49	224	28	77	58%
c	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	107	244	50	98	-8%
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"					
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes					
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2					
g	Spread no ano s-2, em pontos percentuais					
h	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1					
i	Spread no ano s-1, em pontos percentuais					
j	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	5 061			8 128	-
k	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	242			737	-
l	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015, 2016 e 2017				-116	-
m = a+b-c+d-e*(1+f+g)*(1+h+i)-j-k-l	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	13 477	18 209	18 017	9 315	-30,9%
n	Desvios positivos ou negativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	850			-4 155	-588,8%
o=m-n	Proveitos a recuperar da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	12 627	18 209	18 017	13 470	6,7%

Tendo em conta o impacto dos ajustamentos na tarifa do Armazenamento Subterrâneo, é aplicado o Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários, previsto no n.º 10 do Artigo 80.º do Regulamento Tarifário, em vigor.

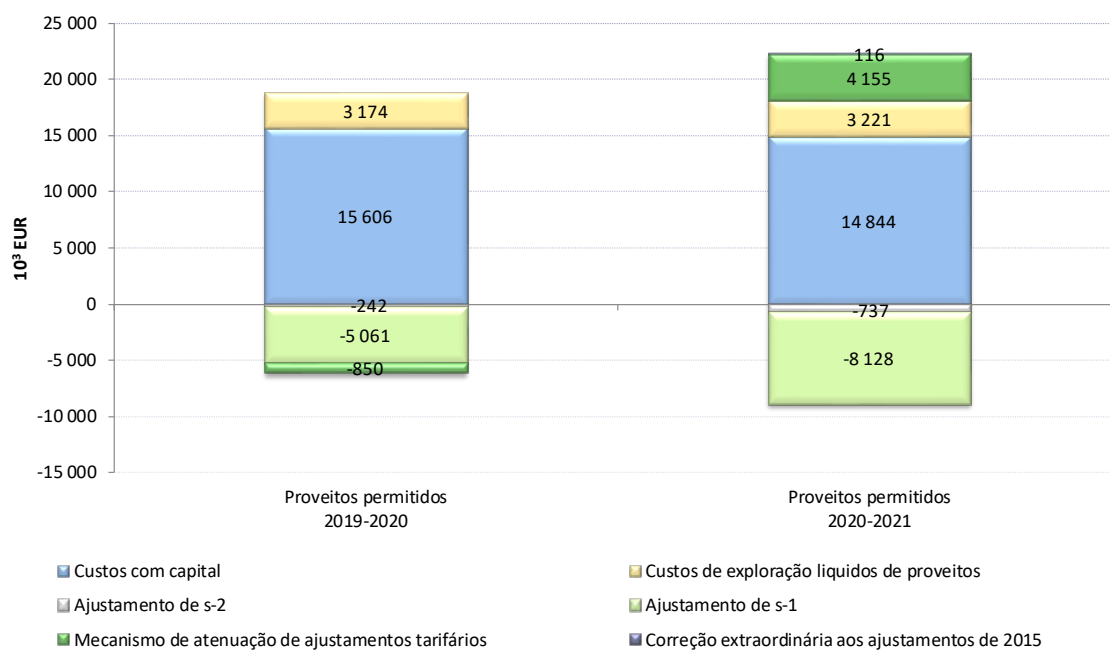
O cálculo do valor do Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários a repercutir na parcela l da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de Transporte é efetuado de acordo com o Quadro 4-7.

Quadro 4-7 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Armazenamento Subterrâneo

		ano gás t
a	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano gás t, sem aplicação do ajustamento de s-1	17 443
b	Quantidades médias de gás natural previstas armazenar, no ano gás t (GWh/dia)	2 080
c	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t-1, sem aplicação do ajustamento de s-1	18 538
d	Quantidades médias de gás natural estimadas armazenar, no ano gás t-1 (GWh/dia)	1 947
e	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação da tarifa de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, e que tome em consideração as principais variáveis de mercado e o equilíbrio do SNGN.	-0,11926
$\frac{((a/b)/(c/d)-1+e)*a}{1+e}$	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	-4 155

A Figura 4-2 permite visualizar as várias componentes dos proveitos permitidos de 2019-2020 e de 2020-2021.

Figura 4-2 - Desagregação dos proveitos da REN Armazenagem



No Quadro 4-8 apresenta-se o valor do imobilizado líquido de amortizações, do imobilizado em curso e das participações ao investimento, por grandes agregados, nos anos gás 2019-2020 e 2020-2021.

Quadro 4-8 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos 2019-2020		Proveitos permitidos 2020-2021	
	2019	2020	2020	2021
Imobilizado				
saldo inicial	273 531	282 090	275 142	278 743
imobilizado em curso	2 889	10 675	2 762	5 364
amortizações acumuladas	-61 421	-69 057	-69 707	-77 991
saldo final	282 090	283 617	278 743	281 368
imobilizado em curso	10 675	3 213	5 364	4 881
amortizações acumuladas	-69 057	-76 829	-77 991	-86 359
	205 789	202 966	199 031	192 759
Comparticipações				
saldo inicial bruto	38 398	38 398	38 398	38 398
amortizações acumuladas	14 563	15 957	15 808	17 159
saldo inicial líquido	23 835	22 441	22 590	21 239
saldo final bruto	38 398	38 398	38 398	38 398
amortizações acumuladas	15 957	17 351	17 159	18 510
saldo final líquido	22 441	21 047	21 239	19 888
	23 138	21 744	21 914	20 563
Diferencial amortizações TGC1S e subsídios reconhecidos - saldo inicial	0	0	-314	-439
Diferencial amortizações TGC1S e subsídios reconhecidos - saldo final	0	0	0	0
imobilizado a remunerar inicial	185 385	179 917	179 769	173 711
imobilizado a remunerar final	179 917	182 527	174 150	170 240
Imobilizado médio do ano	182 651	181 222	176 960	171 976

4.2.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

O ajustamento do ano de 2018 da atividade de Armazenamento Subterrâneo, a considerar no ano gás 2020-2021, foi calculado de acordo com o n.º 8 do Artigo 74.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril.

Para determinar o valor do ajustamento de 2018, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores faturados pela REN Armazenagem, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2018, calculados com base nos valores reais auditados. O desvio resultante é atualizado para o ano gás 2020-2021, aplicando-se as taxas de juro respetivas.

O Quadro 4-9 apresenta o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural do operador REN Armazenagem, S.A..

Quadro 4-9 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural da REN Armazenagem

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
a	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	6 314
b	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	188 824
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,52%
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	4 519
	<i>Componente fixa (10⁶€)</i>	2 431
	<i>Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)</i>	0,237733
	<i>Energia extraída/injetada (GWh)</i>	7 800
	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo	234
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	238
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	690
m	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-557
m'	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015	-412
$n = a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m$	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	21 303
o	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano 2018	21 214
	Desvios positivos ou negativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	5 850
$p = o - n$	Desvio do ano 2018	5 761
q	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	5 061
$r = q*(1+t)$	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	5 088
s	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
t	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
$u = p * (1+s) * (1+t) - r$	Ajustamento no ano 2018 dos proveitos atividade de Armazenamento Subterrâneo	737

4.2.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

Os ajustamentos provisórios de 2019, a considerar no ano gás 2020-2021 da atividade de Armazenamento Subterrâneo, foram calculados de acordo com o n.º 7 do Artigo 80.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para determinar o valor do ajustamento provisório, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores estimados a faturar pela REN Armazenagem, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2019, calculados com base nos valores estimados, acrescida de juros.

Neste sentido, o ajustamento provisório do ano civil de 2019 assenta nos custos estimados de exploração determinados de acordo com o regime de incentivos à eficiência aplicáveis à atividade de Armazenamento Subterrâneo.

O Quadro 4-10 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2019 da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural do operador REN Armazenagem, S.A.

Quadro 4-10 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural da REN Armazenagem

		Unidade: 10 ³ EUR
		2019
a	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	6 905
b	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	183 335
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,40%
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	4 298
	Componente fixa (10 ³ €)	2 392
	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,233944
	Energia extraída/injetada (GWh)	7 430
	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo	168
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	198
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	3 572
m	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-227
m'	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015	-412
$n = a + b * c + a' + b' * c' + d - e + f - g * (1 + h + i) * (1 + j + k) - l - m - m'$	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	17 971
o	Proveitos estimados faturar por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	22 469
o'	Desvios positivos ou negativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	3 588
$p = o + o' - n$	Desvio do ano 2019	8 085
q	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
$r = p * (1 + q)$	Ajustamento provisório no ano gás t dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, relativos ao ano 2019	8 128

4.3 ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR – ADENE -AGÊNCIA PARA A ENERGIA

A Diretiva 2003/55/CE, de junho de 2003, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revogou a Diretiva 98/30/CE. Esta Diretiva acelerou a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes, o mais tardar a partir de 1 de julho

de 2007. Assim, com a liberalização do mercado, os consumidores de gás natural têm desde 2007 a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de gás natural, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador de gás natural. Esta possibilidade iniciou-se em janeiro de 2007 para os produtores de eletricidade em regime ordinário e alargou-se progressivamente até janeiro de 2010 aos restantes consumidores de gás natural.

Em face da liberalização, a legislação de bases do setor desde 2006 previu a figura do operador de mudança de comercializador, cuja atividade, por falta de regulamentação autónoma, foi atribuída transitoriamente ao operador da rede de transporte de gás natural.

Esta situação foi alterada pela publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de eletricidade e gás, tendo sido atribuída à ADENE – Agência para a Energia.

Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural serem uma das formas de financiamento desta atividade (art. 6.º, n.º 1, al. c)).

4.3.1 PROVEITOS

O valor total dos proveitos a recuperar da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano gás 2020-2021 foi calculado de acordo com o Artigo 81.º do Regulamento Tarifário em vigor, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás natural aceites pela ERSE, previstos para o ano t;
- ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1;
- ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2;
- a esta base de custos foram deduzidos outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás natural que não resultam da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Os proveitos permitidos apurados para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador são os apresentados no Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR				
		ano gás t-1 (a)	2020 (ano civil s)	2021 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
A	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás natural aceites pela ERSE, previstos para o ano t	422	424	430	428	1,5%
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás natural que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0	0	0	0	-
C	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1.	-185			-49	-
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	0			0	-
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	607	424	430	478	-21,3%

Os proveitos permitidos do operador Logístico de Mudança de Comercializador são obtidos através da faturação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador ao operador da Rede de Transporte.

4.3.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

Os ajustamentos provisórios de 2018, a considerar no ano gás 2019-2020 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, foram calculados de acordo com o n.º 6 do Artigo 78.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril.

Para determinar o valor do ajustamento, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores estimados a faturar pela ADENE, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2018, calculados com base nos valores reais auditados. O desvio resultante é atualizado para o ano gás 2020-2021, aplicando-se as taxas de juro respetivas.

Neste sentido, o ajustamento provisório do ano civil de 2018 assenta nos custos reais de exploração determinados de acordo com o regime de regulação aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

O Quadro 4-13 apresenta o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE.

Quadro 4-12 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
A	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás natural aceites pela ERSE, previstos para o ano t	412
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás natural que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	
C	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1.	
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	412
F	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes	228
G = F - E	Desvio do ano	-184
H	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-185
I=H*(1+K)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	-186
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	0,533%
L=G * (1+K) * (1+J) - I	Ajustamento dos custos com o OLMC tendo em conta os valores ocorridos	0

4.3.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

Os ajustamentos provisórios de 2019, a considerar no ano gás 2020-2021 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, foram calculados de acordo com o n.º 6 do Artigo 81.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para determinar o valor do ajustamento provisório, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores estimados a faturar pela ADENE, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2019, calculados com base nos valores estimados, acrescida de juros.

Neste sentido, o ajustamento provisório do ano civil de 2019 assenta nos custos estimados de exploração determinados de acordo com o regime de regulação aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

O Quadro 4-13 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2019 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE.

Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE

		Unidade: 10 ³ EUR
		2019
A	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás natural aceites pela ERSE, previstos para o ano t	417
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás natural que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0
C	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1.	-46
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	0
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	464
F	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes	415
G = F - E	Desvio do ano	-49
H	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, _{t-1} + spread	0,533%
I=G * (1+H)	Ajustamento dos custos com o OLMC tendo em conta os valores ocorridos	-49

4.4 ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN - REN GASODUTOS, S.A.

O operador da rede de transporte gere a atividade de Acesso à RNTGN, cujos proveitos permitidos, calculados de acordo com o disposto no Artigo 82.º do Regulamento Tarifário em vigor, resultam da soma dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, da atividade de Transporte de gás natural e da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ORT.

4.4.1 ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

4.4.1.1 PROVEITOS

O valor total dos proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN para o ano gás 2020-2021, calculado de acordo com o Artigo 83.º do Regulamento Tarifário, em vigor, resulta da soma das seguintes parcelas:

- Parcela I da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN – UGS I
 - custos de exploração, que contemplam uma parcela sujeita à aplicação de metas de eficiência, que evolui anualmente em função do IPIB – X, sendo o fator de eficiência (X) de 2% ao ano;
 - custo com capital;
 - custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental;

- ajustamentos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR retalhistas;
- ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, tendo em conta os valores ocorridos no ano civil s-2;
- mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL;
- mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural;
- desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP.

A estas parcelas foram deduzidos:

- proveitos que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Parcela II da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN – UGS II
 - ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR referentes a anos anteriores definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados;
 - medidas de Sustentabilidade do SNGN, a repercutir na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema;
 - custos associados ao Gestor Logístico UAG's;
 - créditos a devolver aos consumidores pelos CUR.
- Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas.

A justificação dos parâmetros encontra-se plasmada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

Os proveitos permitidos apurados para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN são os apresentados no Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN

Unidade: 10³ EUR

		ano gás t-1 (a)	2020 (ano civil s)	2021 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
A=B+C+D+E+F+G-H-I-J	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	4 431	13 823	13 761	-26 543	499,1%
B=1+2*3+4+5+6+7	Custos da gestão técnica global do SNGN	12 761	13 823	13 761	13 776	8,0%
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo compartilhado		3 561	3 630		
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano		26 894	25 047		
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem		4,53%	4,53%		
4	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	2 782	3 357	3 341	3 345	20,2%
5	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	1 933	1 212	1 180	1 188	-38,6%
6	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	4 157	4 475	4 475	4 475	7,7%
7	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	0	1	0	0	8,9%
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE					-
D	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE					-
E	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte					-
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	722			1 258	74,1%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	226			-836	-470,7%
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	8 781			-3 062	-
I	Ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, no ano s, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	497			-8 292	-
J	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2016 e 2017				-991	-
K=A	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I antes da aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários	4 431	13 823	13 761	26 543	499,1%
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	-850			4 155	-588,8%
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	850			-4 155	-588,8%
M'	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	5 219			6 046	15,8%
N=K+L+M+M'	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	9 649	13 823	13 761	32 589	237,7%
8	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	-6 806			-7 256	6,6%
9	Medidas de Sustentabilidade do SNGN, a repercutir na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, previstos no ano gás t					-
10	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	296	296	301	299	1,2%
11	Créditos a devolver aos consumidores pelo comercializador de último recurso retalhista k de acordo com o estabelecido no RT					-
12	Créditos a devolver aos consumidores pelo comercializador resultantes de ações judiciais					-
O=8-9+10+11+12	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	-6 510	296	301	-6 956	-
13	Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas	0			0	-
P=13	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN resultantes de custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN	0	0	0	0	-
Q=N+O+P	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	3 139	14 118	14 061	25 633	716,5%

Ao nível dos proveitos permitidos da atividade de GTGS está a ser regularizado, com a devolução aos consumidores, o montante da tarifa social que havia sido financiado pelos consumidores no 1º semestre de 2018 (valor fixado em tarifas 2017-2018 antes da publicação Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado de 2018 que definiu a nova metodologia de financiamento da tarifa social).

A Figura 4-3 permite visualizar as várias componentes dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Figura 4-3 - Desagregação dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN



No Quadro 4-15 apresenta-se o valor do imobilizado líquido de amortizações, do imobilizado em curso e das participações ao investimento, por grandes agregados, nos anos gás 2019-2020 e 2020-2021.

Quadro 4-15 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos 2019-2020		Proveitos permitidos 2020-2021	
	2019	2020	2020	2021
Imobilizado				
saldo inicial	83 379	85 851	85 865	87 728
imobilizado em curso	0	0	0	0
amortizações acumuladas	-53 135	-55 740	-55 771	-59 438
saldo final	85 851	87 972	87 728	89 363
imobilizado em curso	0	0	0	0
amortizações acumuladas	-55 740	-58 324	-59 438	-63 170
	30 177	29 879	29 192	27 242
Comparticipações				
saldo inicial bruto	10 172	10 172	10 172	10 172
amortizações acumuladas	7 700	7 821	7 821	7 927
saldo inicial líquido	2 472	2 351	2 351	2 245
saldo final bruto	10 172	10 172	10 172	10 172
amortizações acumuladas	7 821	7 927	7 927	8 029
saldo final líquido	2 351	2 245	2 245	2 143
	2 412	2 298	2 298	2 194
imobilizado a remunerar inicial	27 771	27 759	27 743	26 045
imobilizado a remunerar final	27 759	27 403	26 045	24 050
Imobilizado médio do ano	27 765	27 581	26 894	25 047
Imobilizado a remunerar		27 627		25 509

4.4.1.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

O ajustamento de 2018, a considerar no ano gás 2020-2021 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, foi calculado de acordo com o n.º 12 do Artigo 80.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril. A empresa que desenvolve esta atividade é a REN Gasodutos.

Para determinar o valor do ajustamento, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores faturados pela empresa, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2018, calculados com base nos valores reais auditados, acrescida de juros.

O Quadro 4-16 apresenta o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 4-16 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
A=B+C+D+E+F+G+H+I+J	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	9 838
B=1+2*3+4+5+6+7-8	Custos da gestão técnica global do SNGN	11 260
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participado	2 626
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	28 762
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,52%
4	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	1 064
5	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	3 263
6	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	2 720
7	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infra-estruturas	
8	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	1
C	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0
D	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	
E	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	5 022
H	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	96
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	5 729
J	Ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, no ano s, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	812
J'	Compensação por desvios de faturação	
K=A	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	9 838
L	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	-1 519
M	Custos com a campanha de informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	0
M'	Mediadas de Sustentabilidade do SNGN, a repercutir na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, previstos no ano gás t	
N	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	271
O = L + M + N	Proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	-1 248
P = K + O	Proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	8 589
Q	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano 2018	9 119
R = Q - P	Desvio do ano 2018	529
S	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	8 781
T=S*(1+aa)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	8 828
U	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
V	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	0,533%
W=R*(1+U)*(1+V)-T	Ajustamento no ano 2018 dos proveitos da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema	-8 292

O ajustamento de 2018 da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema considera o não recebimento de valores da CESE, referentes ao ano de 2018, ao nível da rubrica de medidas de sustentabilidade do SNGN (linha M' do Quadro 4-15).

Refira-se que em documento enviado à ERSE, após a apresentação da proposta de tarifas, a REN colocou algumas questões relativamente ao apuramento dos ajustamentos de 2018, na atividade de GTGS. Após análise aos comentários apresentados, a ERSE reviu, em algumas situações, valores que resultavam de incorreções de cálculo, mas manteve os valores da proposta nos seguintes casos:

- ativo líquido remunerado da atividade de GTGS. O montante apresentado pela ERSE referente ao ativo líquido remunerado da atividade de GTGS está correto, pois deduz ao montante considerado pela REN no saldo inicial de 2018 os valores dos ativos transferidos para o OLMC porque estes já estão a ser considerados no ativo líquido remunerado deste operador, não podendo, naturalmente, serem duplamente remunerados;
- valor da tarifa social. O valor da tarifa social a refletir nos proveitos da UGS deve corresponder apenas aos montantes de anos anteriores a suportar pelos consumidores. Os valores transferidos pela REN para os ORD, referentes à tarifa social, em conformidade com as Tarifas 2017-2018, publicada pela ERSE em junho de 2017, pressupunham que o financiamento da tarifa social continuava a ser feito pelos consumidores de gás natural. Contudo, com a publicação do OE 2018, aprovado pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, os moldes de financiamento da tarifa social alteraram-se e passaram a ser os operadores das redes de distribuição e de transporte e os comercializadores a financiarem a tarifa social. Desta forma, os montantes entregues pelo operador REN aos ORD, durante o primeiro semestre de 2018, devem ser devolvidos aos consumidores. Os valores da faturação de s-2 da atividade de GTGS foram corrigidos para considerar a parcela da tarifa social a suportar pelo ORD, no segundo semestre de 2018.

4.4.1.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIO DO ANO CIVIL 2019

O ajustamento provisório de 2019, a considerar no ano gás 2020-2021 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, foi calculado de acordo com o n.º 11 do Artigo 83.º do Regulamento Tarifário, em vigor. A empresa que desenvolve esta atividade é a REN Gasodutos.

Para determinar o valor do ajustamento provisório, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores estimados a faturar pela empresa, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2019, calculados com base nos valores estimados, acrescida de juros.

Neste sentido, o ajustamento provisório do ano civil de 2019 assenta nos custos estimados de exploração determinados de acordo com o regime de incentivos à eficiência aplicáveis à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

O Quadro 4-17 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2019 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 4-17 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN

		Unidade: 10 ³ EUR
		2019
A=B+C+D+E+F+G+H+I+J	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	8 846
B=1+2*3+4+5+6+7-8	Custos da gestão técnica global do SNGN	13 078
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo compartilhado	2 524
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	27 909
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,40%
4	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	1 058
5	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	3 578
6	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	4 422
7	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infra-estruturas	
8	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	10
D	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	
E	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	3 023
H	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	137
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	6 236
J	Ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, no ano s, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	1 156
J'	Compensação por desvios de faturação	
K=A	Proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I antes do desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP	8 846
J	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	1 301
K = I + J	Proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	10 147
L	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	-2 731
M	Céditos a devolver aos consumidores pelo CURr de acordo com o estabelecido no artigo 107.º do RT a repercutir na parcela II da tarifa de UGS	0
M'	Mediadas de Sustentabilidade do SNGN, a repercutir na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, previstos no ano gás t	
N	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	274
O = L + M - M' + N	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	-2 457
O'	Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas	0
P = K + O + O'	Proveitos a recuperar no ano 2019 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	7 689
Q	Proveitos estimados recuperar por aplicação das tarifas calculados com base em valores estimados para o ano 2019	4 644
R = Q - P	Desvio do ano 2019	-3 045
S	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	0,533%
T = R + (1+S)	Ajustamento provisório no ano 2019 dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	-3 062

4.4.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

4.4.2.1 PROVEITOS

O OPEX da atividade de Transporte de gás natural da REN Gasodutos é determinado por uma parcela fixa com um peso de 60%, bem como por uma parcela variável indexadas à capacidade utilizada nas saídas da rede de transporte, com um peso de 40%. Estas parcelas evoluem anualmente em função do IPIB – X, sendo o fator de eficiência (X) de 3% ao ano.

A justificação dos parâmetros encontra-se plasmada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

O valor total dos proveitos a recuperar da atividade de Transporte de gás natural para o ano gás 2020-2021 foi calculado de acordo com o Artigo 84.º do Regulamento Tarifário, em vigor, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- custos de exploração;
- custo com capital;
- custos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental;
- ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano civil s-2;
- ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano civil s-1;
- diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s

A esta base de custos foram deduzidos os proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Os proveitos permitidos apurados para a atividade de Transporte de gás natural são os apresentados no Quadro 4-18.

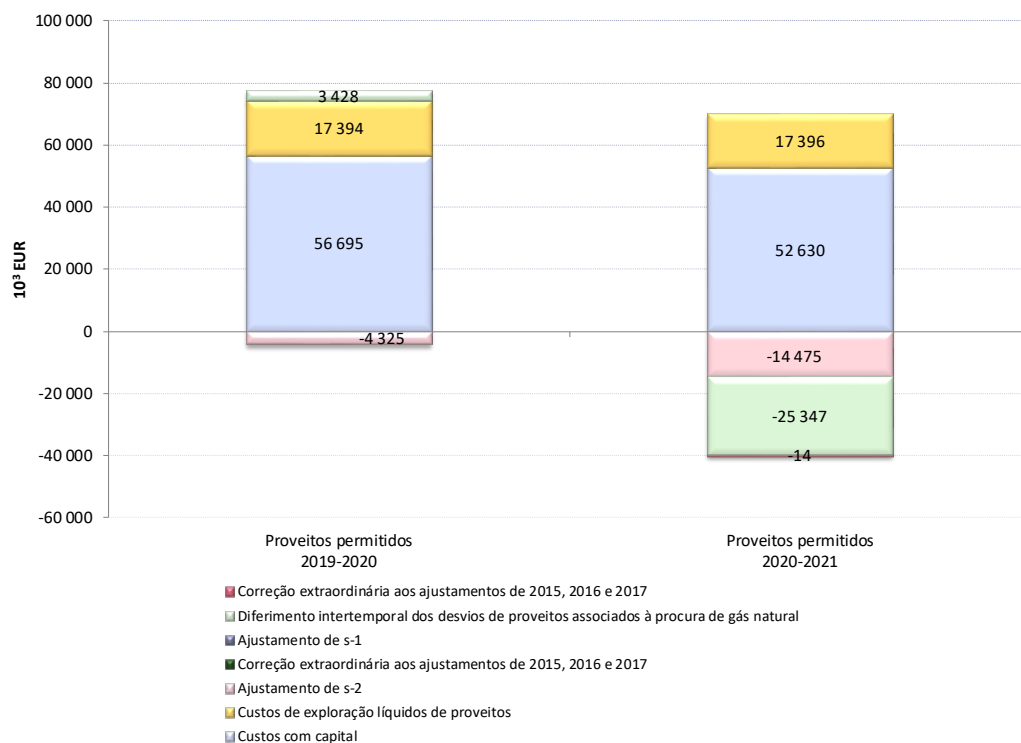
Quadro 4-18 - Proveitos da atividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		ano gás t-1 (a)	2020 (ano civil s)	2021 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
a=1+2*3	Custos com capital afetos a esta atividade	56 695	53 155	52 455	52 630	-7,2%
1	Amortizações do ativo fixo afeto a esta atividade, líquidas das amortizações dos ativos participados		27 308	27 595		-
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações		570 519	548 742		-
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem		4,53%	4,53%		-
4=a+b*c+d+e	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	18 630	18 533	18 094	18 204	-2,3%
a	Componente fixo dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	7 660	7 573	7 459	7 488	-2,2%
b	Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10 ³ €/GWh/dia)	17,328159	15,871295	15,633226	15,692743	-9,4%
c	Capacidade utilizada-ótica comercial (GWh/dia)	318	288	288	288	-9,4%
d	Custo de transporte por rodovia de GNL	4 226	5 017	5 518	5 393	27,6%
e	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	1 236	1 367	617	805	-34,9%
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	1 237	1 370	620	808	-34,7%
6	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"					
7	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes					
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2					
9	Spread no ano s-2, em pontos percentuais					
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1					
11	Spread no ano s-1, em pontos percentuais					
12	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	0			0	-
13	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	4 325			14 475	-
14	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015, 2016 e 2017				14	-
A = a*4-5+6-7*(8+9)*(10+11)-12-13-14	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	69 764	70 318	69 929	55 537	-20,4%
D	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	-3 428			25 347	-839,5%
E=C-D	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	73 191	70 318	69 929	30 190	-58,8%
	Proveitos unitários por unidade transportada (€/MWh)	1,09			0,45	-58,5%

No cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021, da atividade de Transporte de gás natural, após análise dos impactes tarifários a ERSE optou por não considerar o ajustamento provisório referente a 2019, conforme previsto no n.º 16, do Artigo 84º, do Regulamento Tarifário em vigor.

A Figura 4-4 permite visualizar as várias componentes dos proveitos, evidenciando a redução dos proveitos permitidos, que assenta essencialmente no diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural.

Figura 4-4 - Desagregação dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural



No Quadro 4-19 apresenta-se o valor do imobilizado líquido de amortizações, do imobilizado em curso e das participações ao investimento, por grandes agregados, nos anos gás 2019-2020 e 2020-2021.

Quadro 4-19 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da atividade de Transporte de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos 2019-2020		Proveitos permitidos 2020-2021	
	2019	2020	2020	2021
Imobilizado				
saldo inicial	1 172 634	1 178 372	1 180 061	1 186 892
imobilizado em curso	6 616	6 926	6 623	8 266
amortizações acumuladas	-399 793	-434 385	-434 158	-468 323
saldo final	1 178 372	1 189 806	1 186 892	1 193 909
imobilizado em curso	6 926	11 437	8 266	9 123
amortizações acumuladas	-434 385	-468 522	-468 323	-502 774
	751 643	723 454	724 791	696 158
Comparticipações				
saldo inicial bruto	249 096	249 096	249 096	249 096
amortizações acumuladas	84 526	91 402	91 394	98 251
saldo inicial líquido	164 569	157 694	157 702	150 844
saldo final bruto	249 096	249 096	249 096	249 096
amortizações acumuladas	91 402	98 273	98 251	105 107
saldo final líquido	157 694	150 823	150 844	143 988
	161 131	154 258	154 273	147 416
imobilizado a remunerar inicial	601 656	579 368	581 578	559 458
imobilizado a remunerar final	579 368	559 025	559 458	538 024
Imobilizado médio do ano	590 512	569 196	570 519	548 742
Imobilizado médio a remunerar		574 525		554 186

4.4.2.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

O ajustamento da atividade de Transporte de gás natural relativo ao ano civil 2018 foi calculado de acordo com o n.º 16 do Artigo 81.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril. A empresa que desenvolve esta atividade é a REN Gasodutos.

Para determinar o valor do ajustamento, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores faturados pela empresa, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2018, calculados com base nos valores reais auditados, acrescida de juros.

O Quadro 4-20 apresenta o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 da atividade de Transporte de gás natural.

Quadro 4-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
A=1+2*3	Custos com capital afetos à atividade de Transporte de gás natural	61 840
1	<i>Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participado</i>	27 850
2	<i>Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano</i>	615 406
3	<i>Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem</i>	5,52%
B	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	20 428
	<i>Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural</i>	8 048
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da capacidade utilizada-óptica comercial (103€/GWh/dia)</i>	22,050188
	<i>Capacidade utilizada-óptica comercial</i>	316
	<i>Acréscimo do custo de transporte por rodovia de GNL</i>	4 006
	<i>Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural</i>	1 400
C	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	1 431
D	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	
E	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	
F	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	
G	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	16 429
H	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-1 086
I	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural	65 494
J	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP, do operador da rede de distribuição k	5 686
K = I + J	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural antes do diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	71 180
L	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	-24 428
M = K - L	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	95 607
N	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano 2018	109 924
O = N - M	Desvio do ano 2018	14 316
P	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	0
Q = P*(1+S)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	0
R	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
S	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
T = O * (1+R) * (1+S) - Q	Ajustamento no ano 2018 dos proveitos atividade de Transporte de gás natural	14 475

4.4.2.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

O ajustamento provisório de 2019 da atividade de Transporte de gás natural foi calculado de acordo com o n.º 15 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para determinar o valor do ajustamento provisório, calcula-se a diferença entre os valores estimados a faturar pela empresa, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2019, calculados com base nos valores estimados, acrescida de juros.

Conforme referido anteriormente, a ERSE, após análise do impacto na volatilidade tarifária do valor do ajustamento provisório de 2019, decidiu não o fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021, conforme previsto no n.º 16, do Artigo 84.º, do Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 4-21 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2019 da atividade de Transporte de gás natural.

Quadro 4-21 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR
		2019
A=1+2*3	Custos com capital afetos à atividade de Transporte de gás natural	59 783
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participativo	27 783
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	592 593
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,40%
B=4+5*6+7+8	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	20 350
4	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	7 920
5	Componente variável unitária dos proveitos em função da capacidade utilizada-óptica comercial (10 ³ €/GWh/dia)	21,698751
6	Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)	317
7	Custo de transporte por rodovia de GNL	4 289
8	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	1 267
C	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	1 710
D	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	
E	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	
F	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	
G	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	13 408
H	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	871
I	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	64 145
J	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	4 704
K = I + J	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural antes do diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	68 849
L	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	-17 915
M = K - L	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	86 763
N	Proveitos estimados recuperar por aplicação das tarifas calculados com base em valores estimados para o ano 2019	96 825
O = N - M	Desvio do ano 2019	10 061
P	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	0,533%
Q = O * (1+P)	Ajustamento no ano 2019 dos proveitos atividade de Transporte de gás natural	10 115

4.4.3 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE RELATIVOS À ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

4.4.3.1 PROVEITOS

O valor total dos proveitos a recuperar da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte para o ano gás 2020-2021, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, foi calculado de acordo com o Artigo 85.º do Regulamento Tarifário em vigor, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- custos do operador da rede de transporte, decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador;
- ajustamento no ano *s* resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano *s-2* e os valores pagos ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano *s-2*;
- ajustamento no ano *s* resultante da diferença entre os valores estimados a faturar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano *s-1* e os valores estimados pagar ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano *s-1*.

Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador apurados para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte são os apresentados no Quadro 4-22.

Quadro 4-22 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR				
		ano gás t-1 (a)	2020 (ano civil s)	2021 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
A = B - C - D	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	607	424	430	478	-21,3%
B	Custos do operador da rede de transporte, decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	607	424	430	478	-21,3%
C	Ajustamento no ano s resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1 e os valores estimados pagar ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1				0	-
D	Ajustamento no ano s resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2 e os valores pagos ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2				0	-
E = A	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	607	424	430	478	-21,3%

4.4.3.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

O ajustamento de 2018 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte foi calculado de acordo com o n.º 4 do Artigo 82.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril. A entidade que desenvolve esta atividade é a ADENE.

Para determinar o valor do ajustamento, a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021, calcula-se a diferença entre os valores faturados pela empresa, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2018, calculados com base nos valores reais auditados, acrescida de juros.

O Quadro 4-23 apresenta o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte.

Quadro 4-23 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
A = B - C - D	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	228
B	Custos do operador da rede de transporte, decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	228
C	Ajustamento no ano s resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1 e os valores estimados pagar ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1	
D	Ajustamento no ano s resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2 e os valores pagos ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2	
E = A	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	228
F	Proveitos faturados por aplicação das tarifas calculados com base em valores estimados para o ano 2018	228
	Desvio do ano 2018	0
S	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	0
T = S*(1+aa)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	0
P	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
Q	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
I = G + (1+h)	Ajustamento provisório no ano 2018 dos proveitos da da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0

4.4.3.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

O ajustamento provisório de 2019 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte foi calculado de acordo com o n.º 2 do Artigo 85.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento Tarifário em vigor.

Para determinar o valor do ajustamento provisório, calcula-se a diferença entre os valores estimados a faturar pela empresa, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o ano civil de 2019, calculados com base nos valores estimados, acrescida de juros.

O Quadro 4-24 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2019 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte.

Quadro 4-24 - Cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte

Unidade: 10³ EUR

		2019
A = B - C - D	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	503
B	Custos do operador da rede de transporte, decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	503
C	Ajustamento no ano s resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1 e os valores estimados pagar ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1	
D	Ajustamento no ano s resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2 e os valores pagos ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2	
E = A	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	503
F	Proveitos estimados recuperar por aplicação das tarifas calculados com base em valores estimados para o ano 2019	503
G = F - E	Desvio do ano 2019	0
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	0,577%
I = G + (1+h)	Ajustamento provisório no ano 2019 dos proveitos da da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0

4.4.4 ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN

Os proveitos a recuperar apurados para a atividade de Acesso à RNTGN são os apresentados no Quadro 4-25.

Quadro 4-25 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN

Unidade: 10³ EUR

		ano gás t-1 (a)	2020 (ano civil s)	2021 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/a)
A	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	3 139	13 267	13 230	25 633	716,5%
B	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	73 191	70 318	69 929	30 190	-58,8%
C	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	607	424	430	478	-21,3%
C=A+B+C	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Acesso à RNTGN	76 937	84 008	83 589	56 300	-26,8%

4.5 OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

4.5.1 ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

4.5.1.1 PROVEITOS

O valor total dos proveitos permitidos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN para o ano gás 2020-2021 foi calculado de acordo com o Artigo 86.º do Regulamento Tarifário em vigor, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- proveitos da atividade de Distribuição de gás natural;
- proveitos por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS I);
- proveitos por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS II>);
- proveitos por aplicação parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS II<);
- proveitos por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT);
- proveitos por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC).

O Quadro 4-26 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-26 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 436	10 999	666%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-10 862	-4 834	-55%
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	4 309	3 696	-14%
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	19 562	9 623	-51%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	677	391	-42%
F	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	196 975	205 287	4%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	212 098	225 162	6%

Os proveitos da atividade de Acesso À RNTGN e RNDGN agora apresentados já refletem os comentários e questões das empresas à proposta tarifária, nomeadamente aqueles que conduziram a correções residuais.

Ao longo do documento são também apresentadas algumas justificações solicitadas pelas empresas ou apresentado maior detalhe dos textos existentes na proposta tarifária.

4.5.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

As empresas que desenvolvem esta atividade são as seguintes:

- Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.
- Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.
- Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.
- LisboaGás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.
- Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.
- Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.
- Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.
- REN Portgás Distribuição, S.A.²³
- Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.
- Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.
- Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.

²³ A REN Gás, S.A. adquiriu, a 4 de outubro de 2017, a totalidade do capital social da EDP Gás, S.G.P.S., S.A. (“EDP Gás”) ao Grupo EDP e, indiretamente, a sua subsidiária EDP Gás Distribuição. Com a aquisição pela REN Gás S.A., a 4 de outubro de 2017, a designação social da empresa passou a REN Portgás Distribuição.

4.5.2.1 PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL E DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE UGS, URT E OLMC

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural²⁴ para o ano gás 2020-2021 foi calculado de acordo com o Artigo 91.º do Regulamento Tarifário em vigor e resulta da soma das seguintes parcelas:

- custos com capital;
- custos de exploração, aceites pela ERSE, deduzidos dos proveitos afetos à atividade de Distribuição de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano s ;
- parcela a deduzir ao CAPEX do operador da rede de distribuição k para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, previstos para o ano s ;
- custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s ;
- montantes a repercutir nas tarifas não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano s ;
- valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador da rede de distribuição k , para o ano $s-1$;
- ajustamento no ano s , dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador da rede de distribuição k , tendo em conta os valores ocorridos no ano $s-2$;
- diferencial de custos em Média Pressão no âmbito de fornecimentos em Alta Pressão.

A atividade de distribuição é regulada por aplicação de uma metodologia *price-cap* no OPEX e *rate of return* ao nível CAPEX. O valor do OPEX inclui uma parcela fixa e duas parcelas variáveis indexadas ao número de pontos de abastecimento, com um peso de 75%, e à energia veiculada, com um peso de 25%, no total da

²⁴ Os proveitos permitidos da atividade de distribuição a partir de 2019 não incluem os impactes estimados decorrentes da aplicação da atualização da IFRS 16, conforme apresentado pelas empresas, quando aplicável. Os impactes desta alteração serão avaliados aquando do recebimento das contas reguladas reais e auditadas de 2019, com eventual efeito na definição das bases de custo para o período de regulação que se inicia em 2024.

componente variável. Estas parcelas evoluem anualmente em função do IPIB e das metas de eficiência (fator X), sendo distintas entre empresas.

A definição dos parâmetros para o atual período de regulação encontra-se detalhada no documento “Parâmetros para o período de regulação 2020-2023” publicado em junho de 2019.

Ao nível dos ativos a considerar em tarifas e, de acordo com a revisão regulamentar ocorrida em 2019, é avaliada a natureza dos mesmos de forma a definir qual o tratamento para efeito de cálculo dos proveitos permitidos, designadamente se devem ser remunerados ou se os gastos associados a esses investimentos devem ser considerados de outra forma. Além disso, está igualmente consagrado no RT um mecanismo para regularização de ativos que não têm fundamento para entrada em exploração do ponto de vista regulatório.

Os valores utilizados no cálculo dos proveitos permitidos, como por exemplo os montantes associados às amortizações, resultam da análise à informação recolhida junto das empresas, que é, posteriormente, tratada no cálculo tarifário, após a sua validação, e de acordo com as metodologias e modelos desenvolvidos pela ERSE. Registe-se que a informação reportada pelos operadores de rede de distribuição nem sempre tem sido clara e em harmonia com o solicitado pela ERSE, conforme exposto no capítulo 7 deste documento.

Registe-se a recente alteração das normas de reporte, cujos efeitos terão impacte, pela primeira vez, nas contas reais e auditadas de 2019 a reportar para efeitos de tarifas 2021-2022.

Registe-se, igualmente, que foram calculados os valores unitários referentes aos investimentos em conversões e reconversões, que permitiram determinar os custos aceites de integração nas redes de polos de consumo existentes, de acordo com o estabelecido no Artigo 181.º do Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pelo Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril. De salientar a utilização dos parâmetros de eficiência económica previstos no n.º 2 do mesmo artigo e estabelecidos na Diretiva n.º 9/2018 de 22 de junho. Os montantes referentes aos custos aceites de integração nas redes de polos de consumo existentes de 2018 foram incluídos no CAPEX do ano de 2018.

Os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar apurados para a atividade de Distribuição de gás natural são os apresentados no Quadro 4-27.

Quadro 4-27 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas	Tarifas	Variação
		2019-2020	2020-2021	2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	146 205	135 682	-7%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>			
C	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>			
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à actividade de Distribuição			
E	Custos de exploração aceites pela ERSE	71 375	71 177	-0,3%
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , do operador da rede de distribuição <i>k</i> , aceites pela ERSE	0	0	
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i> , previstos para o ano <i>s</i>	217 580	206 859	-4,9%
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição <i>k</i> previstos para o ano gás <i>t</i>	5 219	6 046	15,8%
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD para o ano <i>s-1</i>	10 591	-	-
K	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano <i>s-2</i>	4 795	-4 473	-
L=H-I-J-K	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i> , com ajustamentos considerados nos anos <i>s-2</i> e <i>s-1</i>	196 975	205 287	4,2%

O decréscimo dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural para o ano gás 2020-2021, face ao ano gás anterior é justificado, essencialmente, pela parcela de custos com capital que assume um valor muito inferior, resultante em grande parte pela redução da taxa de remuneração do ativo fixo.

Ao nível dos proveitos a recuperar regista-se, pelo contrário, um acréscimo em virtude dos ajustamentos de anos anteriores que representam um montante a devolver às empresas. Este facto resulta de uma quebra acentuada nos rendimentos associados à aplicação da Tarifa de Uso Rede de Distribuição (URD) das empresas pertencentes à GGND. De acordo com informação das próprias empresas, a quebra desses rendimentos resulta da retificação em 2018, por parte dessas empresas, de montantes acumulados de desvios de faturação associados aos procedimentos que estas têm seguido de especialização de gastos e rendimentos. Esta retificação induzida exclusivamente por essas empresas conduziu em 2018 a uma redução significativa dos rendimentos reportados e não a uma quebra da faturação resultante da aplicação da Tarifa de Uso Rede de Distribuição (URD) real de 2018. Esta situação está em análise por parte da ERSE conforme explanado no capítulo 7 deste documento.

Neste caso particular, refira-se que o ajustamento estimado de 2019 não foi considerado nos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural para o ano gás 2020-2021.

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE UGS, URT E OLMC

De acordo com o Artigo 87.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos a recuperar pelos operadores da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema resultam dos proveitos a recuperar nas seguintes parcelas:

- proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t, considerando os custos incorridos com a tarifa social;
- proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t;
- proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t.

Os proveitos a recuperar das parcelas I, II> e II< são obtidas pela soma algébrica dos custos do operador da rede de distribuição decorrentes das três parcelas da tarifa de Uso Global do Sistema, com os ajustamentos no ano gás t, tendo em conta os valores ocorridos no ano civil s-1 e no ano civil s-2.

Os proveitos a recuperar pelos operadores da rede de distribuição por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema são os apresentados no Quadro 4-28.

Quadro 4-28 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	3 982	13 946	250%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	1 115	2 629	136%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-187	-1 246	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	3 054	12 563	311%
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	1 618	1 564	-3%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 436	10 999	666%

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-3 283	-3 498	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	7 178	4 257	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	401	-2 921	-828%
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-10 862	-4 834	-55%

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-664	-688	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-3 881	-4 379	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-1 092	-5	-100%
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	4 309	3 696	-14%

De acordo com o Artigo 89.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos a recuperar pelos operadores da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, resultam da soma algébrica dos custos pelo uso da rede de transporte com os ajustamentos no ano gás t, tendo em conta os valores ocorridos no ano civil s-1 e no ano civil s-2.

Os proveitos a recuperar pelos operadores da rede de distribuição por aplicação tarifa de Uso da Rede de Transporte são os apresentados no Quadro 4-29.

Quadro 4-29 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	18 791	9 542	-49%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	-1 167	136	.
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição <i>k</i> , por aplicação da tarifa de URT do ano <i>s-2</i> e os valores pagos ao CRT pelo uso da rede de transporte	395	-217	.
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	19 562	9 623	-51%

De acordo com o Artigo 90.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos a recuperar pelos operadores da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, resultam da soma algébrica dos custos decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador com os ajustamentos no ano gás *t*, tendo em conta os valores ocorridos no ano civil *s-1* e no ano civil *s-2*.

Os proveitos a recuperar pelos operadores da rede de distribuição por aplicação tarifa de de Operação Logística de Mudança de Comercializador são os apresentados no Quadro 4-30.

Quadro 4-30 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	607	478	-21%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	-70	55	.
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		32	.
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	677	391	

4.5.2.2 AJUSTAMENTOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL E DAS TARIFAS DE UGS, URT E OLMC NO ANO CIVIL 2018

Os ajustamentos de 2018, a considerar no ano gás 2020-2021 da atividade de Distribuição de gás natural e das tarifas de UGS e URT, são calculados de acordo com o previsto nos Artigos 83.º a 88.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril.

O ajustamento a refletir no ano gás 2020-2021, relativo ao ano civil de 2018, é dado pela diferença entre os valores faturados no ano civil de 2018 e os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores ocorridos em 2018. Os ajustamentos a considerar nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021 são os seguintes:

- ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema no ano civil de 2018 e os valores pagos ao operador da rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema;
- ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema no ano civil de 2018 e os correspondentes valores pagos no mesmo ano ao operador da rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema;
- ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema no ano civil de 2018 e os correspondentes valores pagos no mesmo ano ao operador da rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema;
- ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano civil de 2018 e os valores pagos ao operador da rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano civil de 2018 e os valores pagos ao operador de rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador;

- ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano civil de 2018, considerando os valores referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Decorrente de uma análise mais detalhada sobre a forma como as faturas por aplicação da parcela I da tarifa de UGS foram reportadas pelos ORD²⁵ nas normas complementares de relato financeiro relativas a 2018, os montantes de faturação considerados no ajustamento definitivo relativo a esse ano foram alterados face à versão da proposta tarifária.

Aos ajustamentos anteriormente referidos acrescem juros calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

4.5.2.3 AJUSTAMENTOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL E DAS TARIFAS DE UGS, URT E OLMC NO ANO CIVIL 2019

Os ajustamentos provisórios de 2019, a considerar no ano gás 2020-2021 da atividade de Distribuição de gás natural e das tarifas de UGS e URT, são calculados de acordo com o previsto nos artigos 87.º a 91.º do Regulamento Tarifário em vigor.

O ajustamento a refletir no ano gás 2020-2021, relativo ao ano civil de 2019, é dado pela diferença entre os valores estimados faturar no ano civil de 2019 e os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores estimados em 2019. Os ajustamentos a considerar nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021 são os seguintes:

- ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema no ano civil de 2019 e os valores estimados pagar ao operador da rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema;
- ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da parcela II > da tarifa de Uso Global do Sistema no ano civil de 2019 e

²⁵ Os montantes reportados não consideram os valores que foram de facto faturados, mas os valores que seriam faturados caso o desconto da tarifa social não tivesse sido aplicado.

os valores estimados pagar ao operador da rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema;

- ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema no ano civil de 2019 e os valores estimados pagar ao operador da rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema;
- ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano civil de 2019 e os valores estimados pagar ao operador da rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano civil de 2019 e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte. Este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Não é por demais sublinhar que estes ajustamentos têm por base estimativas que serão revistas nas tarifas do ano gás 2021-2022, com base na análise detalhada aos valores constantes das normas complementares de relato financeiro auditadas do ano de 2019 reportadas pelas empresas.

Aos ajustamentos anteriormente referidos acrescem juros calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

Após a análise do impacto na volatilidade tarifária do valor do ajustamento provisório dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, calculado tendo em conta os valores estimados ocorridos no ano civil de 2019, e face a dúvidas levantadas sobre a informação reportada por alguns operadores da rede de distribuição, a ERSE decidiu não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021, conforme previsto no n.º 9, do Artigo 91.º do Regulamento Tarifário em vigor.

4.5.2.4 REPARTIÇÃO DOS AJUSTAMENTOS DE 2018 E 2019, NA PARCELA II DA TARIFA DE UGS, ENTRE ENTREGAS ACIMA DE 10 000 M³ E ENTREGAS ABAIXO DE 10 000 M³

Os ajustamentos da tarifa de UGS do operador da rede de distribuição na parcela II são efetuados tomando em consideração, entre outros aspetos, a diferença entre os pagamentos a montante dos operadores das redes de distribuição para o operador de rede de transporte e os pagamentos a jusante dos clientes para os operadores das redes de distribuição. A parcela II da tarifa de UGS aplicável nos pagamentos a jusante dos clientes para os operadores das redes de distribuição encontra-se diferenciada entre entregas acima de 10 000 m³ e entregas abaixo de 10 000 m³. Em contrapartida, os pagamentos a montante, no âmbito da parcela II da tarifa de UGS, são efetuados de forma agregada sem qualquer diferenciação de consumo entre entregas abaixo ou acima de 10 000 m³, na medida em que se aplicam às quantidades de energia medidas nas GRMS que abastecem as redes de distribuição para as entregas a todos os clientes independentemente do seu nível de consumo.

O cálculo destes ajustamentos da tarifa de UGS do operador da rede de distribuição na parcela II, separados nas componentes acima e abaixo de 10 000 m³, obriga à assunção de um conjunto de pressupostos, no que respeita à desagregação dos pagamentos a montante dos operadores das redes de distribuição para o operador de rede de transporte. Importa reforçar que estes pressupostos não têm qualquer efeito no cálculo do ajustamento global desta atividade, afetando apenas a sua repartição entre as entregas acima e abaixo de 10 000 m³.

Considerando a existência de diferentes metodologias e pressupostos adotados pelos operadores das redes de distribuição na desagregação dos pagamentos a montante para o operador da rede de transporte nas componentes acima e abaixo de 10 000 m³, importa proceder a uma harmonização de critérios que se procura seja o mais neutral possível.

Assim, à semelhança dos anos anteriores, foi utilizada uma repartição dos ajustamentos da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de distribuição na parcela II para as entregas acima de 10 000 m³ e entregas abaixo de 10 000 m³, de forma proporcional ao consumo global de cada grupo de clientes.

4.5.2.5 AJUSTAMENTOS POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

De acordo com o artigo 88º do Regulamento Tarifário em vigor o ajustamento por aplicação da tarifa Social, resulta da diferença entre os valores transferidos ou estimados transferir pelo operador da rede de transporte relativo aos custos com financiamento da tarifa Social em cada ano civil e os valores de desconto

de tarifa social concedidos ou estimados conceder, consoante se trate de um ajustamento definitivo ou provisório, pelo operador da rede de distribuição no mesmo ano.

Os ajustamentos da tarifa social a incluir no ano gás 2020-2021 encontram-se abrangidos pela nova metodologia de financiamento da tarifa Social, a qual afeta esse financiamento exclusivamente às empresas ao longo da cadeia de valor do SNGN em proporção das quantidades veiculadas ou comercializadas pelos operadores no ano anterior ao da aplicação do desconto, pelo que esse ajustamento não tem qualquer impacte tarifário.

No financiamento do desconto da tarifa social previsto para os anos de 2018 e de 2019 estavam considerados comercializadores de mercado que, entretanto, deixaram de ter atividade ou entraram em processo de falência. Tais factos, e com a informação disponível à data, conduziram a que os comercializadores em causa não cumprissem as obrigações no que respeita ao financiamento da tarifa social.

Estas são situações recentes e cuja ocorrência não é possível prever. A avaliação dessas situações passa, entre outras questões, pela obtenção de informação mais detalhada. No entanto, nesta fase, considera-se que os montantes relativos aos comercializadores naquelas situações deverão ser suportados pelos restantes operadores elegíveis para o financiamento da tarifa social e assim regularizar a situação junto do operador da rede de transporte, o qual já transferiu os montantes em causa para os respetivos ORD.

AJUSTAMENTO DO ANO CIVIL DE 2018

O valor do ajustamento por aplicação da tarifa Social em 2018, no total dos operadores de rede de distribuição, é de -161,5 milhares de euros.

Quadro 4-31 – Ajustamento da tarifa Social de 2018

		Unidade: euros											
		Beiragás	Dianogás	Durãesgas	Lisboagás	Lusitaniagás	Mediagás	Povogás	REN Portugal Distribuição	Setúgás	Sonogás	Tagusgás	Total
A	Valor transferido pelo CRT relativo aos custos com financiamento da tarifa social para o ano n-2	68 340	12 895	29 203	573 211	200 059	17 214	6 616	477 360	150 452	7 210	42 969	1 627 560
B	Custos ocorridos com o financiamento da tarifa social, do ORD, no ano n-2	47 764	10 834	36 934	420 060	176 300	20 661	5 239	989 413	181 660	33 362	62 702	1 974 614
C=A-B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores transferidos e os custos ocorridos para o ano n-2 no âmbito da tarifa social	20 577	1 961	-7 731	153 141	23 759	-3 337	1 377	-512 053	19 792	-26 147	-9 744	-347 424
D	valores provisionais relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	13 595	1 307	-4 476	269 086	-49 810	2 121	2 742	-485 873	-26 293	9 148	-10 919	-189 777
E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano n-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%
F	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano n-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
G = C*(E)-(F) D*(A-F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores recebidos e os custos ocorridos para o ano n-2, no âmbito da tarifa social, atualizado ao ano n	7 179	660	-3 364	-106 626	-26 060	-5 996	-1 368	-29 299	37 346	-35 639	1 124	-161 500

A alocação do ajustamento da tarifa social de 2018 pelas várias entidades responsáveis pelo seu financiamento é apresentado na figura seguinte.

Quadro 4-32 – Ajustamento do financiamento da tarifa Social relativo a 2018 por agente²⁶

2018 - valor transferido pelo ORT				2018 real				Ajustamento provisório de 2018 em T2019-2020 (com juros)	Ajustamento definitivo de 2018 (com juros)	Valores a regularizar por falta de pagamento atualizado para 2020	Total	
		MWh	%	euros		MWh	%	euros	euros	euros	euros	
ORD	Beiragás	904 792	0,5%	8 857	Beiragás	904 069	0,5%	10 713	989	-876	-9	-885
	Dianagás	82 163	0,0%	804	Dianagás	82 062	0,0%	972	89	-80	-1	-80
	Sonorgás	112 179	0,1%	1 098	Sonorgás	114 576	0,1%	1 358	148	-111	-1	-112
	Duriensegás	214 952	0,1%	2 104	Duriensegás	214 580	0,1%	2 543	233	-208	-2	-210
	Lisboagás	4 559 279	2,7%	44 633	Lisboagás	4 554 485	2,7%	53 972	4 970	-4 414	-46	-4 459
	Lusitaniagás	8 445 005	5,1%	82 672	Lusitaniagás	8 441 396	5,1%	100 033	9 260	-8 180	-85	-8 265
	Medigás	106 892	0,1%	1 046	Medigás	106 721	0,1%	1 265	116	-103	-1	-104
	Paxgás	15 636	0,0%	153	Paxgás	15 609	0,0%	185	17	-15	0	-15
	REN Portugal	7 086 004	4,3%	69 368	Portgás	7 140 338	4,3%	84 615	8 361	-6 920	-72	-6 991
	Setgás	1 913 718	1,2%	18 734	Setgás	1 912 167	1,1%	22 660	2 091	-1 853	-19	-1 872
Tagugás	1 263 840	0,8%	12 372	Tagugás	1 272 913	0,8%	15 084	1 485	-1 234	-13	-1 246	
MR	Beiragás	59 023	0,0%	578	BRG	59 023	0,0%	699	65	-57	-1	-58
	Dianagás	9 007	0,0%	88	DNG	9 007	0,0%	107	10	0	0	-9
	Duriensegás	33 381	0,0%	327	DNG	33 381	0,0%	396	37	-32	0	-35
	Lisboagás	503 534	0,3%	4 929	LBG	503 534	0,3%	5 967	554	-488	-5	-493
	Lusitaniagás	189 832	0,1%	1 858	LTG	189 832	0,1%	2 250	209	-184	-2	-186
	Medigás	17 356	0,0%	170	MDG	17 356	0,0%	206	19	-17	0	-17
	EDP Gás SU	260 516	0,2%	2 550	PTG	260 516	0,2%	3 087	287	-252	-3	-255
	Paxgás	5 148	0,0%	50	PXG	5 148	0,0%	61	6	-5	0	-5
	Sonorgás	9 514	0,0%	93	SNB	9 514	0,0%	113	10	-9	0	-9
	Setgás	107 015	0,1%	1 048	STG	107 015	0,1%	1 288	118	-104	-1	-105
Tagugás	37 856	0,0%	371	TGG	37 856	0,0%	449	42	-37	0	-37	
ML	EDPGás COM	12 769 842	7,7%	125 010	EDPGás COM	12 769 842	7,7%	151 326	14 059	-12 375	-128	-12 503
	EDP Comercial	3 531 550	2,1%	34 572	EDP Comercial	3 531 550	2,1%	41 850	3 888	-3 422	-35	-3 458
	Galp Gás	28 530 193	17,2%	279 294	Galp Gás	28 530 193	17,1%	338 090	31 410	-27 648	-286	-27 934
	Galp Power	2 521 049	1,5%	24 680	Galp Power	2 521 049	1,5%	29 875	2 775	-2 443	-25	-2 468
	Endesa	13 656 015	8,2%	133 685	Endesa	13 656 015	8,2%	161 827	15 034	-13 234	-137	-13 371
	Gás Natural fenosa	4 326 451	2,6%	42 354	Gás Natural fenosa	4 326 451	2,6%	51 270	4 763	-4 193	-43	-4 236
	Iberdrola	9 547	0,0%	93	Iberdrola	9 547	0,0%	113	11	-9	0	-9
	Incrygas	151 809	0,1%	1 486	Incrygas	0	0,0%	0	167	0	0	167
	Goldenergy	1 518 147	0,9%	14 862	Goldenergy	1 518 147	0,9%	17 990	1 671	-1 471	-15	-1 486
	Cepsa	2 708 353	1,6%	26 513	Cepsa	2 708 353	1,6%	32 095	2 982	-2 625	-27	-2 652
	Gás do Mário	628	0,0%	6	Gás do Mário	628	0,0%	7	1	-1	0	-1
	Rolear	23 003	0,0%	225	Rolear	23 003	0,0%	273	25	-22	0	-23
	AUDAX	31 753	0,0%	311	AUDAX	31 753	0,0%	376	35	-31	0	-31
PH Energia	31 422	0,0%	308	PH Energia	31 422	0,0%	372	35	-30	0	-31	
Ecochoice	692	0,0%	7	Ecochoice	692	0,0%	8	1	-1	0	-1	
Crieneco	22 277	0,0%	218	Crieneco	22 277	0,0%	264	25	-22	0	-22	
ORT	REN	70 486 385	42,4%	690 022	ORT	70 988 892	42,6%	841 236	82 781	-68 794	-712	-69 506
Total		166 255 748	100%	1 627 550	Total	166 660 902	100%	1 974 974	188 777	-161 508	-1 671	-163 178

Nota: As quantidades consideradas neste ajustamento correspondem ao total de saídas da RNDGN e da RNTGN em 2017 para os ORD e ORT, respetivamente, e às quantidades comercializadas em 2017 de acordo com a informação enviada pelo OLMC, no caso dos comercializadores em regime de mercado (ML) e dos CUR (MR).

Os valores evidenciados na coluna dos “valores a regularizar por falta de pagamento atualizado para 2020” correspondem à comparticipação alocada a cada agente relativa aos montantes de tarifa social prevista para 2018 do seguinte comercializador: Incrygas, no montante total de 1 671 euros

AJUSTAMENTO DO ANO CIVIL DE 2019

O valor do ajustamento por aplicação da tarifa Social em 2019, no total dos operadores de rede de distribuição, é de - 137 milhares de euros.

²⁶ Os sinais deste mapa não coincidem com os sinais dos ajustamentos, ou seja, um sinal negativo significa um valor a pagar pelos operadores e sinal positivo significa um valor a receber pelos operadores.

Quadro 4-33 – Ajustamento da tarifa Social de 2019

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portugal Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor estimado transferido pelo ORT relativo aos custos com financiamento da tarifa social estimados para o ano s-1	69 479	13 032	29 381	504 024	218 543	22 254	7 014	306 000	244 177	17 762	39 150	1 470 616
B	Custos estimados com o financiamento da tarifa social, do CRD, no ano s-1	50 458	11 291	36 974	290 408	197 834	19 353	5 078	742 000	181 380	34 234	38 111	1 607 123
C = A-B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados transferir e os custos estimados para o ano s-1 no âmbito da tarifa social	19 019	1 741	-7 593	213 616	20 709	2 901	1 936	-436 000	62 797	-16 472	1 039	-136 307
D	Isso de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
E = C*(1+D)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados transferir e os custos estimados para o ano s-1, no âmbito da tarifa social, actualizado ao ano s	19 121	1 750	-7 633	214 754	20 819	2 917	1 947	-438 323	63 132	-16 560	1 044	-137 033

A alocação do ajustamento da tarifa social de 2019 pelas várias entidades responsáveis pelo seu financiamento é apresentado na figura seguinte.

Quadro 4-34 – Ajustamento do financiamento da tarifa Social relativo a 2019 por agente²⁷

2019 - valor transferido pelo ORT					2019 estimado					Ajustamento estimado de 2019 (com juros)	Valores a regularizar por falta de pagamento atualizado para 2020	Total
	MWh	%	euros		MWh	%	euros	euros	euros	euros		
ORD	Beiragás	1 168 091	0,8%	11 121	Beiragás	1 150 104	0,8%	12 096	-1 031	-153	-1 185	
	Dianagás	88 532	0,1%	843	Dianagás	87 902	0,1%	924	-79	-12	-91	
	Sonorgás	119 797	0,1%	1 141	Sonorgás	119 580	0,1%	1 258	-107	-16	-123	
	Duriensegás	258 060	0,2%	2 457	Duriensegás	246 773	0,2%	2 595	-221	-33	-254	
	Lisboagás	4 756 073	3,1%	45 282	Lisboagás	4 768 588	3,1%	50 151	-4 276	-636	-4 912	
	Lusitaniagás	8 694 910	5,6%	82 784	Lusitaniagás	8 727 225	5,7%	91 784	-7 826	-1 164	-8 990	
	Medigás	113 249	0,1%	1 078	Medigás	115 786	0,1%	1 218	-104	-15	-119	
	Paxgás	37 979	0,0%	1 171	Paxgás	38 265	0,0%	1 152	-16	-2	-19	
	REN Portugal	7 329 923	4,7%	69 788	Portugal	7 317 926	4,8%	76 962	-6 562	-976	-7 538	
	Setgás	1 925 875	1,2%	18 336	Setgás	1 939 139	1,3%	20 394	-1 739	-259	-1 997	
Tagusgás	1 369 172	0,9%	13 036	Tagusgás	1 365 948	0,9%	14 366	-1 225	-182	-1 407		
MR	Beiragás	61 167	0,0%	582	BRG	61 167	0,0%	643	-55	-8	-63	
	Dianagás	9 012	0,0%	86	DNG	9 012	0,0%	95	-8	-1	-9	
	Duriensegás	33 304	0,0%	317	DRG	33 304	0,0%	350	-30	-4	-34	
	Lisboagás	475 289	0,3%	4 525	LBG	475 289	0,3%	4 999	-426	-63	-490	
	Lusitaniagás	187 362	0,1%	1 784	LTG	187 362	0,1%	1 970	-168	-25	-193	
	Medigás	17 199	0,0%	164	MDG	17 199	0,0%	181	-15	-2	-18	
	EDP Gás SU	252 273	0,2%	2 402	PTG	252 273	0,2%	2 653	-226	-34	-260	
	Paxgás	4 993	0,0%	48	PXG	4 993	0,0%	53	-4	-1	-5	
	Sonorgás	10 403	0,0%	99	SNG	10 403	0,0%	109	-9	-1	-11	
	Setgás	103 859	0,1%	989	STG	103 859	0,1%	1 092	-93	-14	-107	
Tagusgás	33 156	0,0%	316	TGG	33 156	0,0%	349	-30	-4	-34		
ML	EDPGás COM	8 637 165	5,6%	82 234	EDPGás COM	8 637 165	5,7%	90 837	-7 745	-1 152	-8 897	
	EDP Comercial	27 999 717	18,1%	266 585	EDP Comercial	27 999 717	18,3%	294 472	-25 108	-3 733	-28 842	
	Endesa	8 663 315	5,6%	82 483	Endesa	8 663 315	5,7%	91 112	-7 769	-1 155	-8 924	
	Gás Natural fenosa	5 865 733	3,8%	55 848	Gás Natural fenosa	5 865 733	3,8%	61 690	-5 260	-782	-6 042	
	EDP Comercial	3 551 876	2,3%	33 817	EDP Comercial	3 551 876	2,3%	37 355	-3 185	-474	-3 659	
	Galp Power	2 712 422	1,8%	25 825	Galp Power	2 712 422	1,8%	28 526	-2 432	-362	-2 794	
	Goldenergy	1 557 598	1,0%	14 830	Goldenergy	1 557 598	1,0%	16 381	-1 397	-208	-1 604	
	Gás do Mário	871	0,0%	8	Gás do Mário	0	0,0%	0	0	0	0	
	Cepsa	2 059 884	1,3%	19 612	Cepsa	0	0,0%	0	0	0	0	
	ROLEAR	23 969	0,0%	228	ROLEAR	23 969	0,0%	252	-21	-3	-25	
	AUDAX PT	3 102	0,0%	30	AUDAX PT	3 102	0,0%	33	-3	0	-3	
	AUDAX ES	7 584	0,0%	72	AUDAX ES	7 584	0,0%	80	-7	-1	-8	
	Iberdrola	56 396	0,0%	537	Iberdrola	56 396	0,0%	593	-51	-8	-58	
	Luzigas	187	0,0%	2	Luzigas	187	0,0%	2	0	0	0	
	PH Energia	168 551	0,1%	1 605	PH Energia	168 551	0,1%	1 773	-151	-22	-174	
Crienecco	67 857	0,0%	646	Crienecco	0	0,0%	0	0	0	0		
Aldro	34	0,0%	0	Aldro	34	0,0%	0	0	0	0		
ORT	REN	66 075 712	42,8%	629 105	ORT	REN	66 519 714	43,5%	699 585	-59 651	-8 869	-68 520
Total		154 481 653	100%	1 470 616	Total		152 812 616	100%	1 607 123	-137 033	-20 374	-157 407

Nota: As quantidades consideradas neste ajustamento correspondem ao total de saídas da RNDGN e da RNTGN em 2018 para os ORD e ORT, respetivamente, e às quantidades comercializadas em 2018 de acordo com a informação enviada pelo OLMC, no caso dos comercializadores em regime de mercado (ML) e dos CUR (MR).

²⁷ Os sinais deste mapa não coincidem com os sinais dos ajustamentos, ou seja, um sinal negativo significa um valor a pagar pelos operadores e sinal positivo significa um valor a receber pelos operadores.

Os valores evidenciados na coluna dos “valores a regularizar por falta de pagamento atualizado para 2020” correspondem à comparticipação alocada a cada agente dos montantes de tarifa social prevista para 2019 dos seguintes comercializadores: Gás do Mário, Cepsa e Crieneco, no montante de 20 374 euros.

4.5.3 BEIRAGÁS - COMPANHIA DE GÁS DAS BEIRAS, S.A.

4.5.3.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-35 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-35 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	62	413	.
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II-> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-379	-106	.
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II-< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	334	22	-93%
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	1 032	607	-41%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	32	26	-21%
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	6 981	8 795	26%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	8 064	9 757	21%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-36 apresenta a comparação entre os proveitos a recuperar incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-36 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	2020	2021	Varição % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	5 239	5 007	4 906	5 041	-4%
B	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos compartilhados, previstas para os anos s e s+1			2 123	2 217	
C	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			58 828	59 691	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E =1+(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 788	3 778	3 795	3 772	-0,3%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			1 523,912	1 501,053	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			3,0%	3,0%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh			0,000496	0,000489	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			1 109 570	1 116 153	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,030449	0,029922	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			56 506	57 513	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			3,0%	3,0%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	9 027	8 785	8 700	8 813	-3%
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	1 702	0			
J	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	343	-10			
K=H+I+J	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	6 881	8 795			26%

No Quadro 4-37 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos a recuperar para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-37 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	112 332	115 859
Investimento Direto	0	0
Transferência p/ exploração	3 577	2 820
Reclassificações, alienações e abates	-51	0
Saldo Final (2)	115 859	118 679
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	37 619	40 530
Amortizações do Exercício	2 947	3 023
Regularizações e abates	-36	0
Saldo Final (4)	40 530	43 553
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)	16 526	15 860
Comparticipações do ano	0	0
Amortizações do ano	665	647
Saldo Final (6)	15 860	15 213
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	58 187	59 469
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	59 469	59 913
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	58 828	59 691

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-38, Quadro 4-39 e Quadro 4-40 apresentam os proveitos a recuperar pela Beiragás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-38 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ² EUR		
		Tarifas	Tarifas	Variação %
		2019-2020	2020-2021	2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	174	595	241%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	55	134	144%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-15	-21	-
D = A-B-C	Proveitos permitidos pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	135	482	-
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	73	70	-4%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	62	413	-

		Unidade: 10 ² EUR		
		Tarifas	Tarifas	Variação %
		2019-2020	2020-2021	2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-144	-149	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	182	48	-73%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	53	-92	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-379	-106	-72%

		Unidade: 10 ² EUR		
		Tarifas	Tarifas	Variação %
		2019-2020	2020-2021	2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-29	-29	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-241	-98	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-123	46	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	334	22	-

Quadro 4-39 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	823	407	-51%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD k , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano $s-1$	-196	-163	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano $s-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	-13	-37	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	1 032	607	-41%

Quadro 4-40 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição k , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	27	20	-23%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD k , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano $s-1$	-6	-6	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano $s-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano $s-2$		1	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	32	26	-

4.5.3.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-41 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-41 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	5 365
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	1 965
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	58 379
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	3 753
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	1 409
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,000665
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	1 150 104
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,031103
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	54 465
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDa	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	-118
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	19
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	9 216
G	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	833
H	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	10 066
I = H+G-F	Desvio do ano s-2	1 683
J	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	1 702
K = J*(1+M)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	1 711
L	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
N = I*(1+L)*(1+M)-K	Ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-10

No Quadro 4-42 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-42 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	2018
Ativo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	108 304
Investimento Direto	0
Transferência p/ exploração	1 984
Reclassificações, alienações e abates	0
Saldo Final (2)	110 288
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	31 976
Amortizações do Exercício	2 803
Regularizações e abates	0
Saldo Final (4)	34 779
Participações	
Saldo inicial líquido (5)	17 879
Participações do ano	0
Amortizações do ano	679
Saldo Final (6)	17 200
Ativo líquido a remunerar	
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	58 448
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	58 309
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	58 379

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-43 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos

calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-43 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	468
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-66
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	446
D	Ajustamento de s-1	68
E	Ajustamento de s-2	-38
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-14
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	48
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	33
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	55
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-21

O Quadro 4-44 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes da aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-44 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Beiragás

Unidade: 10² EUR

		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	15
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	-10
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-79
D	Ajustamento s-1	-97
E	Ajustamento s-2	103
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	90
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	182
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-92

O Quadro 4-45 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-45 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-588
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	-442
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-103
D	Ajustamento s-1	463
E	Ajustamento s-2	67
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-397
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreprojeito	203
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-194
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-241
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	46

O Quadro 4-46 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-46 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	1 331
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	128
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	1 459
D	Ajustamento de s-1	-200
E	Ajustamento de s-2	-30
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-231
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-196
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT actualizado ao ano s	-37

O Quadro 4-47 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-47 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	6
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	0
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	11
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-5
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-6
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*^(1+I)- G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	1

4.5.3.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-48 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-48 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	286
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-147
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	101
D	Ajustamento de s-1	50
E	Ajustamento de s-2	-17
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	71
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	62
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	134

O Quadro 4-49 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-49 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-64
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	-97
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	-12
D	Ajustamento de s-1	79
E	Ajustamento de s-2	119
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	48
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	48

O Quadro 4-50 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos

valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-50 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-53
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	-53
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-16
D	Ajustamento de s-1	2
E	Ajustamento de s-2	-89
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-177
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito do CUR	80
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-98

O Quadro 4-51 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-51 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	1 235
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	150
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	1 330
D	Ajustamento de s-1	-186
E	Ajustamento de s-2	-31
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	-163
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-163

O Quadro 4-52 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-52 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Beiragás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	15
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	2
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	21
D	Ajustamento de s-1	-1
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-6
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-6

4.5.4 DIANAGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE ÉVORA, S.A.

4.5.4.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-53 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-53 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-7	30	-
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-26	-5	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	21	2	-
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	80	29	-64%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	2	3	27%
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	2 275	2 842	25%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	2 344	2 901	24%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-54 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-54 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C/D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	1 342	1 194	1 188	1 196	-11%
B	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstos para os anos s e s+1			702	720	
C	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			10 283	10 048	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E = 1*(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	1 305	1 279	1 284	1 278	-2%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			451,846	445,068	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			3,0%	3,0%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh			0,002347	0,002312	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			86 066	87 163	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,060629	0,059720	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			10 390	10 571	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			3,0%	3,0%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	2 647	2 473	2 472	2 474	-7%
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	411	0			
J	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-38	-369			
K=H+J	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	2 275	2 842			25%

No Quadro 4-55 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-55 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	21 063	21 692
Investimento Direto	0	0
Transferência p/ exploração	631	431
Reclassificações, alienações e abates	-3	0
Saldo Final (2)	21 692	22 123
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	9 003	9 862
Amortizações do Exercício	862	880
Regularizações e abates	-3	0
Saldo Final (4)	9 862	10 742
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	1 714	1 610
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	105	105
Saldo Final (6)	1 610	1 505
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	10 346	10 220
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	10 220	9 876
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	10 283	10 048

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-56, Quadro 4-57 e Quadro 4-58 apresentam os proveitos a recuperar pela Dianagás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-56 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ² EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	14	46	244%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	8	11	28%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-1	-8	-
D = A-B-C	Proveitos permitidos pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	7	44	-
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	14	14	1%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-7	30	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-11	-12	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	11	-1	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	4	-6	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-26	-5	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-2	-2	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-9	-7	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-15	3	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	21	2	-90%

Quadro 4-57 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	64	32	-50%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	-17	-9	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	1	12	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	80	29	-64%

Quadro 4-58 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	2	2	-23%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	0	-1	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		0	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	2	3	27%

4.5.4.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-59 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-59 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	1 314
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	679
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	10 907
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	1 366
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	528
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,002366
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	87 902
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD -10 ³ €/Pontos abastecimento	0,062472
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	10 081
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDÁ	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	-204
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	2
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	2 882
G	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	1 556
H	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	1 370
I = H+G-F	Desvio do ano s-2	44
J	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	411
K = J*(1+M)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	413
L	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
N = I*(1+L)*(1+M)-K	Ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-369

No Quadro 4-60 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-60 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	2018
Ativo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	20 030
Investimento Direto	0
Transferência p/ exploração	539
Reclassificações, alienações e abates	-2
Saldo Final (2)	20 567
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	7 101
Amortizações do Exercício	839
Regularizações e abates	-2
Saldo Final (4)	7 938
Participações	
Saldo inicial líquido (5)	1 924
Participações do ano	0
Amortizações do ano	105
Saldo Final (6)	1 819
Ativo líquido a remunerar	
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	11 005
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	10 810
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	10 907

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-61 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos

calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-61 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	26
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-10
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	34
D	Ajustamento de s-1	9
E	Ajustamento de s-2	-1
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-11
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	11
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	0
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	8
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-8

O Quadro 4-62 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes da aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-62 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	0
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	-19
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-5
D	Ajustamento s-1	-10
E	Ajustamento s-2	29
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	5
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	11
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-6

O Quadro 4-63 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-63 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Dianagás

Unidade: 10³ EUR

		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-70
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	80
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-9
D	Ajustamento s-1	48
E	Ajustamento s-2	-95
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-28
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreprojeito	22
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-6
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-9
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	3

O Quadro 4-64 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-64 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	101
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	13
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	111
D	Ajustamento de s-1	-7
E	Ajustamento de s-2	-1
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-5
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-17
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	12

O Quadro 4-65 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-65 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-2	1
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	-1
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	1
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	0
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	0
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	0

4.5.4.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-66 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-66 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	20
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-17
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	8
D	Ajustamento de s-1	7
E	Ajustamento de s-2	-2
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	1
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	10
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	11

O Quadro 4-67 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-67 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-4
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	-18
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	-1
D	Ajustamento de s-1	5
E	Ajustamento de s-2	16
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	-1
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	-1

O Quadro 4-68 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-68 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-8
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	-9
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-1
D	Ajustamento de s-1	22
E	Ajustamento de s-2	-23
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-17
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito do CUR	10
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-7

O Quadro 4-69 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos

valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-69 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	97
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	25
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	119
D	Ajustamento de s-1	-12
E	Ajustamento de s-2	-1
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	-9
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-9

O Quadro 4-70 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-70 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	2
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	-2
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	2
D	Ajustamento de s-1	0
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-1
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-1

4.5.5 DURIENSEGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO DOURO, S.A.

4.5.5.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-71 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-71 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-10	81	.
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-107	-105	.
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	203	60	-70%
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	337	162	-52%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	6	10	75%
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	3 878	5 597	44%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	4 307	5 805	35%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-72 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-72 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	3 596	3 429	3 337	3 460	-5%
B	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos compartilhados, previstas para os anos s e s+1			2 060	2 230	
C	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			26 982	26 000	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E = 1+(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	1 892	1 907	1 910	1 906	1%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			665,319	658,666	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh			0,001242	0,001230	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			252 239	254 673	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,029808	0,029510	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			31 262	31 649	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E-F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	5 488	5 336	5 247	5 366	-3%
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	730	0			
J	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	879	-260			
K=H+J	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	3 878	5 597			44%

No Quadro 4-73 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-73 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	66 085	67 409
Investimento Direto	0	0
Transferência p/ exploração	1 327	1 194
Reclassificações, alienações e abates	-3	0
Saldo Final (2)	67 409	68 603
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	32 747	35 410
Amortizações do Exercício	2 667	2 717
Regularizações e abates	-3	0
Saldo Final (4)	35 410	38 128
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	5 942	5 432
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	510	391
Saldo Final (6)	5 432	5 042
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	27 397	26 566
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	26 566	25 434
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	26 982	26 000

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-74, Quadro 4-75 e Quadro 4-76 apresentam os proveitos a recuperar pela Duriensegás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-74 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	38	136	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	14	28	105%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-5	-16	-
D = A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	29	123	-
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	39	42	-
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-10	81	-

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-31	-34	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	65	84	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	10	-13	-231%
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-107	-105	-2%

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-6	-7	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-121	-66	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-88	0	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	203	60	-70%

Quadro 4-75 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Unidade: 10⁷ EUR

		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	178	93	-48%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	-160	-107	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	1	37	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	337	162	-52%

Quadro 4-76 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Unidade: 10⁷ EUR

		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	6	5	-19%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	0	-4	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		-2	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	6	10	75%

4.5.5.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-77 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-77 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	3 700
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, ocorrido no ano s-2	2 006
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	29 097
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	1 882
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	718
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,001293
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	246 773
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,027902
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	30 260
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDa	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	-87
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-57
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	5 726
G	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	945
H	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	5 250
I = H+G-F	Desvio do ano s-2	469
J	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	730
K = J*(1+M)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	734
L	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
N = I*(1+L)*(1+M)-K	Ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-260

No Quadro 4-78 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-78 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	2018
Ativo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	64 012
Investimento Direto	0
Transferência p/ exploração	1 023
Reclassificações, alienações e abates	-3
Saldo Final (2)	65 032
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	27 396
Amortizações do Exercício	2 621
Regularizações e abates	-2
Saldo Final (4)	30 015
Participações	
Saldo inicial líquido (5)	6 978
Participações do ano	0
Amortizações do ano	519
Saldo Final (6)	6 459
Ativo líquido a remunerar	
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	29 638
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	28 557
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	29 097

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-79 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-79 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	71
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-28
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	102
D	Ajustamento de s-1	24
E	Ajustamento de s-2	-4
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-39
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	37
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	-2
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	14
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-16

O Quadro 4-80 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-80 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Duriensegás

Unidade: 10³ EUR

		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	0
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	40
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-12
D	Ajustamento s-1	-10
E	Ajustamento s-2	9
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	51
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	65
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-13

O Quadro 4-81 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-81 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Duriensegás

Unidade: 10³ EUR

		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-340
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	-223
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-30
D	Ajustamento s-1	315
E	Ajustamento s-2	14
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-203
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreprojeito	82
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-121
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-121
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	0

O Quadro 4-82 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-82 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	284
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	76
C	Valor pago pelo ORD ao ORD, no ano s-2, pelo URT	383
D	Ajustamento de s-1	-106
E	Ajustamento de s-2	7
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORD pelo URT	-123
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-160
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORD pelo URT atualizado ao ano s	37

O Quadro 4-83 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-83 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	3
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	-2
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	3
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-2
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	0
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-2

4.5.5.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-84 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-84 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	56
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-41
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	22
D	Ajustamento de s-1	18
E	Ajustamento de s-2	-6
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	5
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	23
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	28

O Quadro 4-85 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-85 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-9
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	40
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	-1
D	Ajustamento de s-1	20
E	Ajustamento de s-2	31
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	84
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	84

O Quadro 4-86 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-86 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-37
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	60
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-3
D	Ajustamento de s-1	10
E	Ajustamento de s-2	-119
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-82
G	Valor transferido do CURr referente a sobreproveito do CUR	16
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-66

O Quadro 4-87 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-87 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	296
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	120
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	406
D	Ajustamento de s-1	-112
E	Ajustamento de s-2	-3
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	-106
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-107

O Quadro 4-88 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-88 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	8
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	-6
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	6
D	Ajustamento de s-1	0
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-4
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-4

4.5.6 LISBOAGÁS GDL - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE LISBOA, S.A.

4.5.6.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-89 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-89 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-221	601	-
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II > da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-2 104	-1 242	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II < da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 252	660	-47%
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	3 321	1 058	-68%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	132	81	-38%
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	59 711	67 374	13%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	62 091	68 532	10%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-90 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-90 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	40 710	36 929	37 034	36 894	-9%
B	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos compartilhados, previstas para os anos s e s+1			14 776	15 005	
C	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			470 525	462 720	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E = 1+(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	26 346	26 154	26 324	26 097	-1%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			10 551,584	10 446,068	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh			0,000829	0,000821	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			4 733 227,49	4 760 308,09	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,022092	0,021871	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			536 339	536 906	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	67 056	63 082	63 358	62 990	-6%
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	90	127			
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	5 714	0			
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	1 541	-4 418			
L=H+J-K	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	59 711	67 374			13%

No Quadro 4-91 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-91 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	1 077 016	1 087 017
Investimento Direto	0	0
Transferência p/ exploração	10 883	11 676
Reclassificações, alienações e abates	-881	-881
Saldo Final (2)	1 087 017	1 097 813
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	503 115	525 097
Amortizações do Exercício	22 761	22 989
Regularizações e abates	-778	-788
Saldo Final (4)	525 097	547 298
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)	99 330	95 442
Comparticipações do ano	0	0
Amortizações do ano	3 888	3 888
Saldo Final (6)	95 442	91 554
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	474 571	466 478
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	466 478	458 961
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	470 525	462 720

Os valores das transferências para exploração foram mantidos relativamente ao documento apresentado na proposta, apesar da alteração solicitada pela empresa. Esta decisão justifica-se pelo facto da correção solicitada pela empresa ter por base informação desatualizada²⁸.

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-92, Quadro 4-93 e Quadro 4-94 apresentam os proveitos a recuperar pela Lisboagás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

²⁸ As últimas normas enviadas pela empresa não contemplavam as alterações efetuadas decorrentes do pedido de esclarecimento da ERSE de fevereiro de 2019 relativo aos movimentos do imobilizado associados à rubrica de contadores.

Quadro 4-92 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	725	2 537	250%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	306	1 636	434%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-66	-382	-
D = A-B-C	Proveitos permitidos pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	484	1 283	165%
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	705	682	-3%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-221	601	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-598	-636	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	1 293	982	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	214	-377	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-2 104	-1 242	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-121	-125	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-823	-971	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-550	186	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 252	660	-47%

Quadro 4-93 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	3 421	1 736	-49%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD k , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano $s-1$	-451	628	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano $s-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	552	50	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	3 321	1 058	-68%

Quadro 4-94 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição k , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	110	87	-21%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD k , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano $s-1$	-21	1	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano $s-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano $s-2$		4	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	132	81	-38%

4.5.6.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-95 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-95 - Cálculo do ajustamento da atividade de distribuição de gás natural da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	42 959
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	14 526
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	488 279
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	26 630
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	10 554
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,000845
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	4 768 588
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,022580
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	533 513
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	160
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	1 951
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	67 478
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP	-35
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	4 470
I	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	64 355
J = I+H+G-F	Desvio do ano s-2	1 312
K	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	5 714
L = K*(1+N)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	5 745
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
N	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
O = J*(1+M)*(1+N)-L	Ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-4 418

No Quadro 4-96 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-96 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	2018
Ativo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	1 059 509
Investimento Direto	0
Transferência p/ exploração	9 729
Reclassificações, alienações e abates	-834
Saldo Final (2)	1 068 405
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	459 478
Amortizações do Exercício	22 665
Regularizações e abates	-750
Saldo Final (4)	481 393
Participações	
Saldo inicial líquido (5)	107 263
Participações do ano	0
Amortizações do ano	4 043
Saldo Final (6)	103 220
Ativo líquido a remunerar	
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	492 768
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	483 791
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	488 279

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-97 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-97 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Lisboagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	1 500
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	1 303
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	1 816
D	Ajustamento de s-1	2 707
E	Ajustamento de s-2	-4 187
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-493
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	420
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	-73
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	306
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+j)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-382

O Quadro 4-98 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-98 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-10
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	1 034
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-344
D	Ajustamento s-1	-646
E	Ajustamento s-2	191
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	912
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	1 293
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-377

O Quadro 4-99 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-99 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da LisboaGás

Unidade: 10³ EUR

		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-3 611
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	-148
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-397
D	Ajustamento s-1	2 148
E	Ajustamento s-2	-783
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-1 996
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreproveito	1 362
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-634
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-823
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)- I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	186

O Quadro 4-100 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-100 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	5 367
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	1 509
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	5 254
D	Ajustamento de s-1	53
E	Ajustamento de s-2	-2 075
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-399
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-451
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	50

O Quadro 4-101 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mundaça de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-101 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	62
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	-37
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	42
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-17
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-21
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	4

4.5.6.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-102 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-102 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	1 080
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	2 585
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	434
D	Ajustamento de s-1	338
E	Ajustamento de s-2	-2 390
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	1 178
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	449
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	1 636

O Quadro 4-103 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-103 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-220
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	260
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	49
D	Ajustamento de s-1	345
E	Ajustamento de s-2	641
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	977
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	982

O Quadro 4-104 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-104 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-481
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	303
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	56
D	Ajustamento de s-1	147
E	Ajustamento de s-2	-1 197
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-1 284
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito do CUR	318
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-971

O Quadro 4-105 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-105 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	5 342
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	1 580
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	4 760
D	Ajustamento de s-1	-751
E	Ajustamento de s-2	-787
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	624
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	628

O Quadro 4-106 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mundança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela

mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-106 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Lisboagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	136
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	-82
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	48
D	Ajustamento de s-1	-5
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	1
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	1

4.5.7 LUSITANIAGÁS - COMPANHIA DE GÁS DO CENTRO, S.A.

4.5.7.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-107 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-107 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 086	4 495	314%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II-> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-3 648	-3 341	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II-< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 719	1 879	9%
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	5 845	3 138	-46%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	228	140	-39%
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	29 626	25 109	-15%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	34 857	31 420	-10%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-108 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-108 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	21 704	20 046	19 970	20 071	-8%
B	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			7 558	7 719	
C	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			262 389	261 115	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E = 1+(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	8 969	8 974	8 997	8 967	0%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			3 587,044	3 551,174	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh			0,000154	0,000152	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			8 774 967	8 811 302	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,017397	0,017223	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			233 274	236 680	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	30 672	29 020	28 967	29 038	-5%
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	3 602	4 480			
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	-3 274	0			
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	718	-569			
L=H+J-K	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	29 626	25 109			-15%

Nota: O indutor “energia veiculada” exclui a energia recebida e inclui a energia fornecida entre redes de distribuição. Os valores previsionais das transferências de energia entre redes de distribuição encontram-se no Quadro 4-2 do documento “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021”

No Quadro 4-109 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-109 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	517 616	526 718
Investimento Direto	0	0
Transferência p/ exploração	9 120	7 578
Reclassificações, alienações e abates	-17	0
Saldo Final (2)	526 718	534 296
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	196 519	208 277
Amortizações do Exercício	11 775	11 926
Regularizações e abates	-17	0
Saldo Final (4)	208 277	220 203
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	58 496	56 263
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	2 233	2 222
Saldo Final (6)	56 263	54 041
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	262 600	262 178
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	262 178	260 052
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	262 389	261 115

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-110, Quadro 4-111 e Quadro 4-112 apresentam os proveitos a recuperar pela Lusitaniagás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-110 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	1 334	4 730	255%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	113	260	130%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-124	-280	-
D = A-B-C	Proveitos permitidos pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 345	4 749	253%
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previstos para o ano gás t	258	255	-1%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 086	4 495	314%

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-1 099	-1 186	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	2 804	2 700	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	-255	-546	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-3 648	-3 341	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-222	-233	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-2 100	-2 518	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	158	405	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 719	1 879	9%

Quadro 4-111 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano <i>s</i>	6 232	3 236	-49%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	394	369	-6%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	53	-270	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	5 845	3 138	-46%

Quadro 4-112 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	203	162	-20%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	-25	0	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		22	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	228	140	-39%

4.5.7.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-113 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-113 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	22 722
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	7 188
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	266 760
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	9 057
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	3 513
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,000162
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	8 658 442
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,018323
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	226 056
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	3,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDa	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	-7 315
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	4 568
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	34 525
G	Valor transferido do ORT para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP	362
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	-10 993
I	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	41 338
J = I+H+G-F	Desvio do ano s-2	-3 818
K	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-3 274
L = K*(1+N)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	-3 291
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
N	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
O = J*(1+M)*(1+N)-L	Ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-569

Nota: O indutor “energia veiculada” no ano de 2018 exclui a energia recebida da Tagusgás (68,8 GWh).

No Quadro 4-114 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-114 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	2018
Ativo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	504 900
Investimento Direto	0
Transferência p/ exploração	6 433
Reclassificações, alienações e abates	-211
Saldo Final (2)	511 122
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	173 771
Amortizações do Exercício	11 431
Regularizações e abates	-211
Saldo Final (4)	184 990
Participações	
Saldo inicial líquido (5)	63 000
Participações do ano	0
Amortizações do ano	2 259
Saldo Final (6)	60 742
Ativo líquido a remunerar	
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	268 130
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	265 391
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	266 760

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-115 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-115 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	3 278
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-521
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	3 274
D	Ajustamento de s-1	312
E	Ajustamento de s-2	-136
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-341
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	176
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	-164
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	113
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-280

O Quadro 4-116 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-116 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-32
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	736
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-373
D	Ajustamento s-1	-489
E	Ajustamento s-2	1 660
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	2 248
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	2 804
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-546

O Quadro 4-117 permite comparar os fluxos financeiros aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-117 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Lusitaniagás

Unidade: 10³ EUR

		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-1 194
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	-1 074
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-961
D	Ajustamento s-1	1 292
E	Ajustamento s-2	-2 193
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-2 208
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreprojeito	520
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-1 688
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-2 100
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	405

O Quadro 4-118 permite comparar os fluxos financeiros aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-118 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	9 830
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	-1 320
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	8 751
D	Ajustamento de s-1	562
E	Ajustamento de s-2	-196
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	124
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	394
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-270

O Quadro 4-119 permite comparar os fluxos financeiros aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-119 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	26
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	39
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	68
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-3
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-25
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	22

4.5.7.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-120 permite comparar os fluxos financeiros estimados por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-120 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	2 252
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-890
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	1 212
D	Ajustamento de s-1	141
E	Ajustamento de s-2	-202
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	90
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	169
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	260

O Quadro 4-121 permite comparar os fluxos financeiros estimados por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-121 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-544
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	362
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	-54
D	Ajustamento de s-1	1 295
E	Ajustamento de s-2	1 519
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	2 686
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	2 700

O Quadro 4-122 permite comparar os fluxos financeiros estimados por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-122 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-211
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	-46
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-139
D	Ajustamento de s-1	-671
E	Ajustamento de s-2	-1 873
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-2 663
G	Valor transferido do CURr referente a sobreproveito do CUR	158
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-2 518

O Quadro 4-123 permite comparar os fluxos financeiros estimados por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-123 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	9 702
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	-1 371
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	7 997
D	Ajustamento de s-1	200
E	Ajustamento de s-2	-167
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	367
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	369

O Quadro 4-124 permite comparar os fluxos financeiros estimados por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-124 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	76
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	90
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	160
D	Ajustamento de s-1	-6
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	0
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	0

4.5.8 MEDIGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

4.5.8.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-125 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-125 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-17	34	-
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-43	-38	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	33	31	-
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	73	38	-48%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	6	1	-
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	2 967	3 295	11%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	3 018	3 361	11%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-126 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-126 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ⁶ EUR				
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C/D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	2 046	1 873	1 846	1 882	-8%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para os anos s e s+1			1 078	1 114	
C	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			16 228	16 224	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E=1+(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	1 190	1 206	1 200	1 208	1%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			420,705	418,601	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,0%	2,0%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh			0,001653	0,001645	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			115 203	116 757	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,024129	0,024008	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			24 411	24 885	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,0%	2,0%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	3 237	3 079	3 046	3 090	-5%
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	382	0			
J	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-112	-216			
K=H+J	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	2 967	3 295			11%

No Quadro 4-127 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-127 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	32 582	34 077
Investimento Direto	0	0
Transferência p/ exploração	1 495	773
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	34 077	34 850
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	13 640	14 932
Amortizações do Exercício	1 292	1 320
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	14 932	16 252
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	2 901	2 730
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	172	163
Saldo Final (6)	2 730	2 566
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	16 041	16 415
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	16 415	16 032
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	16 228	16 224

Os valores das transferências para exploração foram mantidos relativamente ao documento apresentado na proposta, apesar da alteração solicitada pela empresa. Esta decisão justifica-se pelo facto da correção solicitada pela empresa ter por base informação desatualizada²⁹.

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-128, Quadro 4-129 e Quadro 4-130 apresentam os proveitos a recuperar pela Medigás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-128 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição <i>k</i> , decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	18	62	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano <i>s-1</i>	12	13	3%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-4	-12	-
D = A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	9	61	-
E	Desconto concedido pelo ORD <i>k</i>, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás <i>t</i>	26	27	-
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	-17	34	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição <i>k</i> , decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	-15	-16	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano <i>s-1</i>	27	26	-6%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	1	-4	-448%
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	-43	-38	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição <i>k</i> , decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	-3	-3	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano <i>s-1</i>	-32	-33	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-4	-1	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	33	31	-

²⁹ As últimas normas enviadas pela empresa não contemplavam as alterações efetuadas decorrentes do pedido de esclarecimento da ERSE de fevereiro de 2019 relativo aos movimentos do imobilizado associados à rubrica de contadores.

Quadro 4-129 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	84	43	-49%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	12	6	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	-1	-1	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	73	38	-48%

Quadro 4-130 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	3	2	-22%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	-3	-2	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		2	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	6	1	-

4.5.8.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-131 permite visualizar o cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-131 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	2 005
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	1 050
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	16 407
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	1 143
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	422
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	2,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,001599
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	115 786
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,023269
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	23 022
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	2,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	-88
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	98
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	3 139
G	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	1 009
H	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	2 296
I = H+G-F	Desvio do ano s-2	166
J	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	382
K = J*(1+M)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	384
L	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
N = I*(1+L)*(1+M)-K	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-216

No Quadro 4-132 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites no ajustamento de 2018.

Quadro 4-132 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR
	2018
Ativo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	30 680
Investimento Direto	0
Transferência p/ exploração	997
Reclassificações, alienações e abates	0
Saldo Final (2)	31 678
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	10 925
Amortizações do Exercício	1 264
Regularizações e abates	0
Saldo Final (4)	12 189
Participações	
Saldo inicial líquido (5)	3 301
Participações do ano	0
Amortizações do ano	172
Saldo Final (6)	3 130
Ativo líquido a remunerar	
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	16 454
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	16 360
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	16 407

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-133 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-133 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	28
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-51
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	44
D	Ajustamento de s-1	16
E	Ajustamento de s-2	31
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-20
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	21
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	1
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	12
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+j)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-12

O Quadro 4-134 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-134 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	0
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	23
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-3
D	Ajustamento s-1	-3
E	Ajustamento s-2	-1
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	23
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	27
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-4

O Quadro 4-135 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-135 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-127
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	40
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-15
D	Ajustamento s-1	52
E	Ajustamento s-2	-41
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-62
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreproveito	30
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-32
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-32
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	-1

O Quadro 4-136 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-136 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	133
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	1
C	Valor pago pelo ORD ao ORD, no ano s-2, pelo URT	129
D	Ajustamento de s-1	7
E	Ajustamento de s-2	-1
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORD pelo URT	10
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	12
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORD pelo URT atualizado ao ano s	-1

O Quadro 4-137 permite comparar os fluxos financeiros aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-137 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	3
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	-2
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	1
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-1
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-3
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	2

4.5.8.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-138 permite comparar os valores estimados a faturar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-138 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	25
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-27
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	10
D	Ajustamento de s-1	13
E	Ajustamento de s-2	-2
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	-1
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	14
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	13

O Quadro 4-139 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-139 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-4
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	-7
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	0
D	Ajustamento de s-1	14
E	Ajustamento de s-2	22
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	25
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	26

O Quadro 4-140 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-140 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-16
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	-13
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-2
D	Ajustamento de s-1	0
E	Ajustamento de s-2	-17
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-43
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito do CUR	10
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-33

O Quadro 4-141 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-141 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	125
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	8
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	129
D	Ajustamento de s-1	4
E	Ajustamento de s-2	-2
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	6
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	6

O Quadro 4-142 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-142 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	6
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	-5
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	2
D	Ajustamento de s-1	-1
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-2
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-2

4.5.9 PAXGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

4.5.9.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-143 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-143 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-12	1	-
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II-> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-6	-6	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II-< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	19	2	-
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	12	8	-35%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	1	1	-
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	960	1 262	31%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	973	1 267	30%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-144 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-144 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Tarifas		2020		2021		Unidade: 10 ³ EUR
		2019-2020	2020-2021	2020	2021	2019-2020	2020-2021	Variação %
A=B+(C'D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	635	531	534	530			-16%
B	Amortizações do ativo fixo afetado à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para os anos s e s+1			303	306			
C	Valor médio do ativo fixo afetado à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			4.889	4.737			
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afetado à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%			
E =1+(2'3)+(4'5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	466	485	487	485			4%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			165,890	165,061			
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,0%	2,0%			
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €MWh			0,004592	0,004569			
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			19.353	19.362			
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD -10 ³ €Pontos abastecimento			0,037743	0,037554			
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			6.144	6.153			
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,0%	2,0%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA							
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	1.103	1.016	1.021	1.015			-8%
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	196	0					
J	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-47	-246					
K=H-J	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	966	1.262					31%

No Quadro 4-145 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-145 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	7 579	7 791
Investimento Direto	0	0
Transferência p/ exploração	212	92
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	7 791	7 883
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	2 644	2 947
Amortizações do Exercício	303	306
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	2 947	3 254
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	0	0
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	0	0
Saldo Final (6)	0	0
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	4 934	4 844
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	4 844	4 630
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	4 889	4 737

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS , POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-146, Quadro 4-147 e Quadro 4-148 apresentam os proveitos a recuperar pela Paxgás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-146 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	3	10	306%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	7	6	-9%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	0	-6	-
D = A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-4	11	-
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	9	10	12%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-12	1	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-2	-3	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	3	5	68%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	1	-1	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-6	-6	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	0	-1	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-12	-4	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-7	1	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	19	2	-

Quadro 4-147 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	12	7	-41%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	0	3	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	0	-4	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	12	8	-35%

Quadro 4-148 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	0	0	-
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	0	0	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		0	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	1	1	-

4.5.9.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-149 permite visualizar o cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-149 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	613
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	311
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	5 183
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	458
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	179
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	2,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,003939
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	18 265
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,034081
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	6 093
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	2,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	67
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-34
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	1 038
G	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	544
H	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	439
I = H+G-F	Desvio do ano s-2	-54
J	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	190
K = J*(1+M)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	191
L	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
N = I*(1+L)*(1+M)-K	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-246

No Quadro 4-150 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-150 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)		7 190
Investimento Direto		0
Transferência p/ exploração		221
Reclassificações, alienações e abates		0
Saldo Final (2)		7 410
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)		1 961
Amortizações do Exercício		311
Regularizações e abates		0
Saldo Final (4)		2 273
Participações		
Saldo inicial líquido (5)		0
Participações do ano		0
Amortizações do ano		0
Saldo Final (6)		0
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01	(7) = (1) - (3) - (5)	5 228
Valor a 31/12	(8) = (2) - (4) - (6)	5 138
Ativo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	5 183

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-151 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-151 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	3
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-5
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	7
D	Ajustamento de s-1	4
E	Ajustamento de s-2	0
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-5
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	5
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	0
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	7
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)-(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-6

O Quadro 4-152 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-152 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	0
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	0
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-1
D	Ajustamento s-1	1
E	Ajustamento s-2	-1
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	2
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	3
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)-(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-1

O Quadro 4-153 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-153 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-43
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	-11
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-2
D	Ajustamento s-1	33
E	Ajustamento s-2	-3
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-22
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreproveito	11
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-11
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-12
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	1

O Quadro 4-154 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-154 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	18
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	2
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	23
D	Ajustamento de s-1	-2
E	Ajustamento de s-2	0
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-4
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	0
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-4

O Quadro 4-155 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-155 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	1
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	-1
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	0
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	0
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	0
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	0

4.5.9.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-156 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-156 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	5
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-7
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	2
D	Ajustamento de s-1	5
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	0
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	6
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	6

O Quadro 4-157 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-157 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	0
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	5
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	0
D	Ajustamento de s-1	1
E	Ajustamento de s-2	-1
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	5
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	5

O Quadro 4-158 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-158 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-4
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	2
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	0
D	Ajustamento de s-1	5
E	Ajustamento de s-2	-10
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-7
G	Valor transferido do CURr referente a sobreproveito do CUR	4
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-4

O Quadro 4-159 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-159 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	23
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	5
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	22
D	Ajustamento de s-1	-2
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	3
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	3

O Quadro 4-160 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-160 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	2
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	-2
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	0
D	Ajustamento de s-1	0
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	0
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	0

4.5.10 REN PORTGÁS DISTRIBUIÇÃO, S.A.

4.5.10.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-161 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-161 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	149	3 876	-
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-1 825	-569	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	969	-92	-
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	5 787	2 871	-50%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	178	61	-66%
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	51 672	46 229	-11%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	56 930	52 377	-8%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-162 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-162 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Tarifas		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		2019-2020	2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	41 455	37 159	36 506	37 377	-10%
B	Amortizações do ativo fixo afetado à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para os anos s e s+1			14 198	14 739	
C	Valor médio do ativo fixo afetado à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			471 571	478 545	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afetado à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E=1+(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	13 039	13 075	13 007	13 098	0%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			5 254,587	5 202,041	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - Energia 10 ⁷ €/MWh			0,000258	0,000258	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			7 366 814	7 468 933	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,015156	0,015004	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			386 090	399 311	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	54 494	50 234	49 512	50 475	-8%
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	1 160	968			
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	803	0			
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	859	3 036			
L=H+J-K	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	51 672	46 229			-11%

No Quadro 4-163 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-163 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	726 010	748 877
Investimento Direto	7 574	7 688
Transferência p/ exploração	15 293	15 715
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	748 877	772 280
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	223 011	240 222
Amortizações do Exercício	17 210	17 754
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	240 222	257 975
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	34 916	33 596
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	1 320	1 322
Saldo Final (6)	33 596	32 274
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	468 083	475 059
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	475 059	482 031
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	471 571	478 545

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-164, Quadro 4-165 e Quadro 4-166 apresentam os proveitos a recuperar pela EDP Gás Distribuição, S.A. por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-164 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	1 152	3 970	245%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	497	257	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	244	-396	-
D = A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	411	4 108	899%
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previstos para o ano gás t	263	232	-12%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	149	3 876	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-950	-996	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	860	-5	-101%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	15	-422	-2877%
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-1 825	-569	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-192	-196	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-999	-409	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-163	305	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	969	-92	-

Quadro 4-165 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	5 436	2 716	-50%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	-271	-216	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	-80	62	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	5 787	2 871	-50%

Quadro 4-166 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	176	136	-23%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	-3	75	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		-1	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	178	61	-66%

4.5.10.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-167 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-167 - Cálculo do ajustamento da atividade de Distribuição de gás natural da REN Portgás

Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	39 834
1	Amortizações do ativo fixo afetado à atividade Distribuição, liquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	13 272
2	Valor médio do ativo fixo afetado à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	456 143
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afetado à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	12 524
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	4 816
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	2,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,000258
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	7 317 926
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,016191
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	359 474
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	2,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	2 463
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-280
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	50 175
G	Valor transferido do ORT para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP	785
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	-11 244
I	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	64 436
J = I+H+G-F	Desvio do ano s-2	3 801
K	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	803
L = K*(1+N)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	807
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
N	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
O = J*(1+M)*(1+N)-L	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	3 036

No Quadro 4-168 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-168 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)		677 256
Investimento Direto		0
Transferência p/ exploração		23 605
Reclassificações, alienações e abates		-142
Saldo Final (2)		700 720
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)		188 450
Amortizações do Exercício		16 178
Regularizações e abates		-259
Saldo Final (4)		204 369
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)		36 635
Comparticipações do ano		817
Amortizações do ano		1 214
Saldo Final (6)		36 238
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01	(7) = (1) - (3) - (5)	452 172
Valor a 31/12	(8) = (2) - (4) - (6)	460 114
Ativo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	456 143

O saldo inicial em 2018 do Ativo Fixo Bruto e das Amortizações acumuladas não coincidem com os saldos finais destas rubricas de 2017, devido a uma revisão efetuada no seguimento de informação adicional enviada pela empresa à ERSE após a proposta tarifária.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-169 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-169 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da REN Portgás Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	2 233
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-376
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	2 839
D	Ajustamento de s-1	98
E	Ajustamento de s-2	-2
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-887
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	989
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	103
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	497
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+j)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-396

O Quadro 4-170 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-170 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da REN Portgás

Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-20
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	-552
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-403
D	Ajustamento s-1	351
E	Ajustamento s-2	255
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	438
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	860
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-422

O Quadro 4-171 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-171 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da REN Portgás
Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-3 282
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	492
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-758
D	Ajustamento s-1	410
E	Ajustamento s-2	352
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-1 271
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreprojeito	580
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-691
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-999
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	305

O Quadro 4-172 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-172 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da REN Portgás Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	8 379
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	-630
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	7 783
D	Ajustamento de s-1	-193
E	Ajustamento de s-2	18
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-208
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-271
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	62

O Quadro 4-173 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-173 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da REN Portgás Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	50
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	8
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	61
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-3
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-3
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-1

4.5.10.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-174 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-174 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da REN Portgás
Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa
		2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	1 571
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-1 072
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	815
D	Ajustamento de s-1	158
E	Ajustamento de s-2	70
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	-88
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	344
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	257

O Quadro 4-175 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-175 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da REN Portgás
Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-826
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	-178
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	-135
D	Ajustamento de s-1	602
E	Ajustamento de s-2	262
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	-5
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	-5

O Quadro 4-176 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-176 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da REN Portgás
Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-488
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	-168
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-254
D	Ajustamento de s-1	-249
E	Ajustamento de s-2	-64
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-715
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito do CUR	308
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-409

O Quadro 4-177 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base

nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-177 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da REN Portgás Distribuição

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	7 160
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	-657
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	6 352
D	Ajustamento de s-1	-320
E	Ajustamento de s-2	-45
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	-215
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-216

O Quadro 4-178 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-178 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da REN Portgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	122
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	14
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	61
D	Ajustamento de s-1	-1
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	75
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	75

4.5.11 SETGÁS - SOCIEDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, S.A.

4.5.11.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-179 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-179 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	47	649	-
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-2 072	650	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-461	1 369	-
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	1 878	899	-52%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	58	40	-31%
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	16 165	17 908	11%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	15 615	21 517	38%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-180 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-180 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Tarifas		Unidade: 10 ³ EUR		
		2019-2020	2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020 2020-2021
A=B+(C-D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	12 393	11 243	11 223	11 250	-9%
B	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para os anos s e s+1			4 263	4 338	
C	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			147 123	146 127	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E=1+(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	6 247	6 287	6 310	6 279	1%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			2 517,921	2 492,742	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ 6MWh			0,000488	0,000483	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			1 950 987	1 965 146	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ 6Pontos abastecimento			0,016375	0,016211	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			173 464	174 990	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			2,5%	2,5%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	18 640	17 530	17 533	17 529	
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	366	471			
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	1 759	0			
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	350	-849			
L=H+J-K	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	16 165	17 908			11%

Nota: O indutor “energia veiculada” exclui a energia recebida e inclui a energia fornecida entre redes de distribuição. Os valores previsionais das transferências de energia entre redes de distribuição encontram-se no Quadro 4-2 do documento “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021”

No Quadro 4-181 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-181 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	296 417	301 024
Investimento Direto	0	0
Transferência p/ exploração	4 607	4 307
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	301 024	305 330
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	114 563	121 270
Amortizações do Exercício	6 707	6 781
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	121 270	128 051
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	34 327	33 036
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	1 291	1 291
Saldo Final (6)	33 036	31 744
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	147 527	146 718
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	146 718	145 535
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	147 123	146 127

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-182, Quadro 4-183 e Quadro 4-184 apresentam os proveitos a recuperar pela Setgás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-182 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	292	1 040	256%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	93	320	244%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-29	-113	-
D = A-B-C	Proveitos permitidos pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	228	832	-
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	180	183	1%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	47	649	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-241	-261	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	1 831	435	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	1	-1 346	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-2 072	650	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-49	-51	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	478	-391	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-66	-1 030	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-461	1 369	-

Quadro 4-183 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	1 377	711	-48%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD k, por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano s-1	-437	-201	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	-64	13	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	1 878	899	-52%

Quadro 4-184 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição k, decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	44	36	-20%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano s-1	-13	-9	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-2		5	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	58	40	-31%

4.5.11.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-185 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-185 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	12 841
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	4 119
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	149 782
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	6 116
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	2 392
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	2,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,000471
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	1 948 755
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,016549
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	169 577
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	2,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	-1 478
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	534
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	19 900
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP	174
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	3 021
I	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	17 614
J = I+H+G-F	Desvio do ano s-2	909
K	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	1 759
L = K*(1+N)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	1 768
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
N	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
O = J*(1+M)*(1+N)-L	Ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-849

Nota: O indutor “energia veiculada” no ano de 2018 inclui a energia fornecida à Tagusgás (9,6 GWh).

No Quadro 4-186 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-186 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)		288 842
Investimento Direto		0
Transferência p/ exploração		3 668
Reclassificações, alienações e abates		0
Saldo Final (2)		292 510
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)		101 349
Amortizações do Exercício		6 563
Regularizações e abates		0
Saldo Final (4)		107 912
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)		36 910
Comparticipações do ano		0
Amortizações do ano		1 292
Saldo Final (6)		35 618
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01	(7) = (1) - (3) - (5)	150 583
Valor a 31/12	(8) = (2) - (4) - (6)	148 980
Ativo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	149 782

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-187 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-187 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	589
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-180
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	715
D	Ajustamento de s-1	115
E	Ajustamento de s-2	-10
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-201
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	182
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	-19
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	93
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)-(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-113

O Quadro 4-188 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-188 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-10
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	-1 234
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-118
D	Ajustamento s-1	-253
E	Ajustamento s-2	1 868
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	490
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	1 831
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-1 346

O Quadro 4-189 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-189 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-929
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	1 273
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-173
D	Ajustamento s-1	710
E	Ajustamento s-2	-2 029
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-803
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreprovento	260
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-543
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	478
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	-1 030

O Quadro 4-190 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-190 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	2 222
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	126
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	2 436
D	Ajustamento de s-1	-298
E	Ajustamento de s-2	-36
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-422
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-437
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)- G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	13

O Quadro 4-191 permite comparar os fluxos reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-191 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	19
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	-8
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	19
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-8
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-13
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	5

4.5.11.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-192 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-192 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	500
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-292
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	-1
D	Ajustamento de s-1	88
E	Ajustamento de s-2	-30
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	267
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	52
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	320

O Quadro 4-193 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-193 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-105
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	-375
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	-17
D	Ajustamento de s-1	543
E	Ajustamento de s-2	352
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	432
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	435

O Quadro 4-194 permite comparar os fluxos financeiros decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-194 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-120
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	-68
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-25
D	Ajustamento de s-1	187
E	Ajustamento de s-2	-507
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-482
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito do CUR	93
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-391

O Quadro 4-195 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-195 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	2 170
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	138
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	2 174
D	Ajustamento de s-1	-257
E	Ajustamento de s-2	-77
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	-200
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-201

O Quadro 4-196 permite comparar os fluxos financeiros decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-196 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa
		2019
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	45
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	-17
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	34
D	Ajustamento de s-1	-3
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-9
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-9

4.5.12 SONORGÁS - SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.

4.5.12.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-197 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-197 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	214	99	-54%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II- da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-219	110	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II- da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	49	-186	-
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	124	227	82%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	3	2	-
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	11 927	16 937	42%
G= A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	12 097	17 189	42%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-198 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-198 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ⁷ EUR				
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C/D)	Custos com capital afetos a esta actividade, previstos para o ano gás t	9 656	11 386	10 183	11 787	18%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para os anos s e s+1			6 509	7 569	
C	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			77 652	89 170	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E=s1+(2*3)+(4*5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	4 637	4 615	4 448	4 671	0%
1	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			1 736,879	1 678,018	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			5,0%	5,0%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh			0,004377	0,004224	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			157 524	185 147	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,083889	0,080953	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			24 075	27 309	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			5,0%	5,0%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	14 293	16 001	14 631	16 458	12%
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	1 917	0			
J	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	449	-936			
K=H+J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	11 927	16 937			42%

No Quadro 4-199 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a actividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

Quadro 4-199 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	98 858	118 949
Investimento Direto	20 017	17 023
Transferência p/ exploração	73	0
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	118 949	135 972
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	22 802	29 700
Amortizações do Exercício	6 897	7 956
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	29 700	37 656
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	5 194	4 807
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	388	388
Saldo Final (6)	4 807	4 419
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	70 861	84 443
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	84 443	93 897
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	77 652	89 170

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-200, Quadro 4-201 e Quadro 4-202 apresentam os proveitos a recuperar pela Sonorgás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-200 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	23	96	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-15	-29	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-180	15	-
D = A-B-C	Proveitos permitidos pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	218	110	-
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	4	10	-
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	214	99	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para os ano gás t	-19	-24	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-131	-132	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	331	-2	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-219	110	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-4	-5	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	185	202	9%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	-237	-20	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	49	-186	-

Quadro 4-201 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	107	66	-38%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	0	-104	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	-18	-57	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	124	227	82%

Quadro 4-202 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	3	3	-5%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	1	1	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		0	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	3	2	-28%

4.5.12.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-203 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-203 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	5 787
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, liquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	2 973
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	48 332
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	3 533
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	1 019
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	6,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,005324
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	119 580
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,107349
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	17 490
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	7,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	666
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	238
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	8 417
G	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	6 873
H	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	2 524
I = H+G-F	Desvio do ano gás s-2	980
J	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	1 917
K = J*(1+M)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	1 927
L	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
N = I*(1+L)*(1+M)-K	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-936

No Quadro 4-204 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-204 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)		62 520
Investimento Direto		0
Transferência p/ exploração		20 962
Reclassificações, alienações e abates		-2 698
Saldo Final (2)		80 784
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)		17 207
Amortizações do Exercício		3 356
Regularizações e abates		-2 672
Saldo Final (4)		17 890
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)		5 963
Comparticipações do ano		0
Amortizações do ano		383
Saldo Final (6)		5 580
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01	(7) = (1) - (3) - (5)	39 350
Valor a 31/12	(8) = (2) - (4) - (6)	57 314
Ativo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	48 332

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-205 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-205 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	19
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	5
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	48
D	Ajustamento de s-1	-10
E	Ajustamento de s-2	0
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-34
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	33
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	0
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-15
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+j)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	15

O Quadro 4-206 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-206 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	1
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	-14
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-5
D	Ajustamento s-1	-131
E	Ajustamento s-2	8
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	-132
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-131
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-2

O Quadro 4-207 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-207 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-141
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	122
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-14
D	Ajustamento s-1	185
E	Ajustamento s-2	-63
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	118
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreproveito	46
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	163
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	185
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	-20

O Quadro 4-208 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-208 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	143
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	54
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	185
D	Ajustamento de s-1	-13
E	Ajustamento de s-2	-55
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-56
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	0
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-57

O Quadro 4-209 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-209 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-2	2
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	-2
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	0
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	1
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	1
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	0

4.5.12.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT

O Quadro 4-210 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-210 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-8
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	51
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	13
D	Ajustamento de s-1	-13
E	Ajustamento de s-2	-46
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	-30
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	1
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	-29

O Quadro 4-211 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-211 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-28
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	-30
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	-3
D	Ajustamento de s-1	-166
E	Ajustamento de s-2	90
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	-131
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	-132

O Quadro 4-212 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-212 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-11
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	-10
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-8
D	Ajustamento de s-1	186
E	Ajustamento de s-2	-57
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	115
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito do CUR	86
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	202

O Quadro 4-213 permite comparar os fluxos financeiros decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-213 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	128
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	36
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	229
D	Ajustamento de s-1	-10
E	Ajustamento de s-2	-28
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	-104
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-104

O Quadro 4-214 permite comparar os fluxos financeiros decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-214 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturador pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	6
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	-4
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	0
D	Ajustamento de s-1	0
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturador pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	1
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturador pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	1

4.5.13 TAGUSGÁS - EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A.

4.5.13.1 PROVEITOS

ATIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 4-215 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021 da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-215 - Proveitos da atividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	146	720	393%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II- da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-434	-183	-
C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II- da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	170	-52	-131%
D	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	1 073	587	-45%
E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t	33	26	-20%
F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	10 812	9 939	-8%
G=A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	11 801	11 036	-6%

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-216 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2020-2021, calculados pela ERSE.

Quadro 4-216 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ⁷ EUR				
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	2020	2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C'D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	7 429	6 886	6 779	6 921	-7%
B	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			2 911	3 048	
C	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			81 768	81 884	
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%	
E =1+(2'3)+(4'5)	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 494	3 417	3 456	3 404	-2%
1	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD			1 393,778	1 358,934	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			4,0%	4,0%	
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh			0,000359	0,000350	
3	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh			1 407 949	1 412 761	
4	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento			0,038750	0,037781	
5	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			40 168	41 038	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD			4,0%	4,0%	
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA					
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	10 923	10 302	10 235	10 325	-6%
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos das atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, para o ano s-1	257	0			
J	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-147	364			
K=H+J	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados	10 812	9 939			-8%

Nota: O indutor “energia veiculada” exclui a energia recebida e inclui a energia fornecida entre redes de distribuição. Os valores previsionais das transferências de energia entre redes de distribuição encontram-se no Quadro 4-2 do documento “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021”

Os proveitos permitidos do ano gás 2020-2021 já contemplam a remuneração do ativo líquido relativo à rede de distribuição ligada à UAG do Relvão, considerado à data de 2019, ou seja, os efeitos em termos de remuneração de capital deste ativo iniciam-se em 2019, tendo sido corrigidos todos os montantes incluídos anteriormente em tarifas com base na informação enviada pela empresa para este efeito. Esta situação

decorre do facto do projeto em causa ter sido aprovado pela Direção Geral da Energia e Geologia em agosto daquele ano³⁰.

No Quadro 4-217 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2020-2021, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2020 e 2021.

³⁰ Carta da Direção Geral da Energia e Geologia de 20 de setembro de 2019 com referência 2352/DSC/2019 dirigida à Tagusgás

Quadro 4-217 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2020	2021
	(1)	(2)
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	137 013	140 680
Investimento Direto	1 011	356
Transferência p/ exploração	2 655	2 453
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	140 680	143 489
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	42 270	45 796
Amortizações do Exercício	3 526	3 663
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	45 796	49 459
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)	13 281	12 809
Comparticipações do ano	0	0
Amortizações do ano	472	472
Saldo Final (6)	12 809	12 337
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	81 462	82 075
Valor a 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	82 075	81 693
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	81 768	81 884

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS PARCELAS I, II> E II< DA TARIFA DE UGS, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE URT E POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE OLMC

Os Quadro 4-218, Quadro 4-219 e Quadro 4-220 apresentam os proveitos a recuperar pela Tagusgás por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de UGS, por aplicação da tarifa de URT e por aplicação da tarifa de OLMC.

Quadro 4-218 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	211	724	243%
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	24	-8	-134%
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela I do uso global do sistema	-6	-27	-
D = A-B-C	Proveitos permitidos pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	193	759	294%
E	Desconto concedido pelo ORD k, decorrente da aplicação do desconto da tarifa social, previsto para o ano gás t	47	39	-16%
F=D-E	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	146	720	393%

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-174	-182	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	233	114	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II> do uso global do sistema	26	-112	-525%
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	-434	-183	-

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< do uso global do sistema, previstos para o ano gás t	-35	-36	-
B	Valor estimado para o ajustamento do operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema para o ano s-1	-207	-84	-
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes à parcela II< do uso global do sistema	1	101	-
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	170	-52	-131%

Quadro 4-219 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	997	496	-50%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte para o ano <i>s-1</i>	-40	-69	.
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte referentes ao uso da rede de transporte	-35	-22	.
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 073	587	-45%

Quadro 4-220 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação % 2019-2020/ 2020-2021
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	32	25	-23%
B	Valor estimado para o ajustamento do ORD <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano <i>s-1</i>	0	-1	.
C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano <i>s-2</i> , e os valores pagos ao operador de rede de transporte decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano <i>s-2</i>		-1	.
D=A-B-C	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	33	26	-20%

4.5.13.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-221 permite visualizar o cálculo do ajustamento do ano civil de 2018 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-221 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A=1+(2*3)	Custos com capital afetos a esta atividade, ocorridos no ano s-2	7 509
1	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, ocorrido no ano s-2	2 776
2	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano s-2	81 282
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição	5,82%
B = 4+(5*6)+(7*8)	Custos de exploração:	3 557
4	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do ORD	1 333
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	4,0%
5	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - Energia 10 ³ €/MWh	0,000418
6	Valor previsto para indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Energia MWh	1 425 115
7	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de natural do ORD - 10 ³ €/Pontos abastecimento	0,042675
8	Valor ocorrido no indutor de custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	38 159
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição do ORD	4,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	
D	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores estimados no ano s-1	190
E	Ajustamento no ano s dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	446
F=A+B+C-D-E	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano s-2	10 430
G	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano s-2	2 985
H	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano s-2	8 060
I = H+G-F	Desvio do ano s-2	616
J	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	257
K = J*(1+M)	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020, atualizados para 2020-2021	259
L	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%
M	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%
N = I*(1+L)*(1+M)-K	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	364

Nota: O indutor “energia veiculada” no ano de 2018 exclui a energia recebida da Setgás (9,6 GWh) e inclui a energia fornecida à Lusitaniagás (68,8 GWh).

No Quadro 4-222 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento para a atividade de Distribuição, aceites em 2018.

Quadro 4-222 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da atividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
Ativo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)		130 674
Investimento Direto		0
Transferência p/ exploração		3 122
Reclassificações, alienações e abates		-6
Saldo Final (2)		133 790
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)		35 268
Amortizações do Exercício		3 457
Regularizações e abates		-79
Saldo Final (4)		38 647
Participações		
Saldo inicial líquido (5)		14 230
Participações do ano		63
Amortizações do ano		538
Saldo Final (6)		13 755
Ativo líquido a remunerar		
Valor a 01/01	(7) = (1) - (3) - (5)	81 175
Valor a 31/12	(8) = (2) - (4) - (6)	81 388
Ativo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	81 282

AJUSTAMENTOS POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-223 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-223 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor faturado pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-2	532
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-2	-71
C	Valor pago pelo ORD, ao ORT, no ano s-2, pela parcela I do uso global do sistema	533
D	Ajustamento de s-1	34
E	Ajustamento de s-2	-17
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS	-55
G	Custos com o financiamento da tarifa social previsto no ano s-2	53
H=F+G	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS I do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela UGS I	-2
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	24
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+j)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela I do UGS actualizado ao ano s	-27

O Quadro 4-224 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-224 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-2
B	Compensação pelo ORD pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, para o ano s-2	-4
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II> do UGS	-100
D	Ajustamento s-1	20
E	Ajustamento s-2	7
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS	120
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	233
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II> do UGS actualizado ao ano s	-112

O Quadro 4-225 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-225 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	-299
B	Compensação pelo ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, para o ano s-2	-108
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano gás s-2, pela parcela II< do UGS	-116
D	Ajustamento s-1	163
E	Ajustamento s-2	-60
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS	-188
G	Valor transferido do CURr referente ao sobreproveito	81
H=F+G	Ajustamento do ano s-2	-107
I	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-207
J	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
K	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
L=H*(1+J)*(1+K)-I*(1+K)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pela parcela II< do UGS actualizado ao ano s	101

O Quadro 4-226 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-226 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Valor facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos ORD às entregas aos clientes no ano s-2	1 633
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-2	40
C	Valor pago pelo ORD ao ORT, no ano s-2, pelo URT	1 552
D	Ajustamento de s-1	-46
E	Ajustamento de s-2	-137
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT	-62
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	-40
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-2, e os valores pagos ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-22

O Quadro 4-227 permite comparar os fluxos financeiros reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano civil de 2018, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-227 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Proveito facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no anos-2	6
B	Compensação do ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano s-2	5
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano s-2, pela tarifa OLMC	12
D	Ajustamento de s-1	
E	Ajustamento de s-2	
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	0
G	Valores provisórios relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	0
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
I	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
J=F*(1+H)*(1+I)-G*(1+I)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-1

4.5.13.3 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2019

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Conforme explanado no ponto 4.5.2.3, o ajustamento do ano civil de 2019 a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021 não foi considerado.

AJUSTAMENTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS, URT E OLMC

O Quadro 4-228 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de UGS previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-228 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	210
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS, no ano s-1	-142
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela I do uso global do sistema	108
D	Ajustamento de s-1	18
E	Ajustamento de s-2	-19
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS	-42
G	Custos com o financiamento da tarifa social previstos para o ano s-1	34
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela I do UGS atualizado ao ano s	-8

O Quadro 4-229 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-229 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-74
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II> da tarifa de UGS, no ano s-1	39
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II> do uso global do sistema	-12
D	Ajustamento de s-1	116
E	Ajustamento de s-2	21
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS	114
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,5333%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II> do UGS atualizado ao ano s	114

O Quadro 4-230 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-230 - Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	-30
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da parcela II< da tarifa de UGS, no ano s-1	1
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pela parcela II< do uso global do sistema	-14
D	Ajustamento de s-1	-61
E	Ajustamento de s-2	-37
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS	-113
G	Valor transferido do CURr referente a sobreprojeito do CUR	30
H	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
I = (F+G)*(1+H)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da parcela II< da tarifa de UGS do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pela parcela II< do UGS atualizado ao ano s	-84

O Quadro 4-231 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-231 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Valor estimado faturar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT, aplicada às entregas aos clientes no ano s-1	1 411
B	Compensação, do ORD, pela aplicação da tarifa de URT, no ano s-1	-33
C	Valor estimado pagar pelo ORD, ao ORT, no ano s-1, pelo uso da rede de transporte	1 324
D	Ajustamento de s-1	-81
E	Ajustamento de s-2	-42
F=A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT	-69
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturados pelo ORD por aplicação da tarifa de URT do ano s-1, e os valores estimados pagar ao ORT pelo URT atualizado ao ano s	-69

O Quadro 4-232 permite comparar os fluxos financeiros estimados decorrentes da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador previstos para 2019 e os proveitos a recuperar pela mesma parcela, com base nos valores estimados para o ano civil 2019 e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-232 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2019
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano s-1	14
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o ano s-1	12
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com base nos valores estimados para o ano s-1	26
D	Ajustamento de s-1	0
E	Ajustamento de s-2	0
F = A+B-(C-D-E)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC	-1
G	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
H = F*(1+G)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados facturar pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-1, e os valores estimados pagar ao operador de rede de transporte pela parcela OLMC atualizado ao ano s	-1

4.6 COMERCIALIZADOR DO SNGN

De acordo com o Artigo 89.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril, o ajustamento no ano gás 2020-2021 dos proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador do SNGN relativo ao ano de 2018 é dado pela diferença entre os proveitos faturados ao comercializador de último recurso grossista e os custos com a aquisição de gás natural no âmbito dos quatro contratos de *take or pay*, com o uso do terminal de GNL, com o acesso ao armazenamento subterrâneo de gás natural e com o funcionamento do comercializador de SNGN.

O ajustamento relativo aos custos com a utilização das infraestruturas e com o funcionamento do comercializador de SNGN ascende a -94 182 euros, incluindo juros. Este ajustamento será recuperado pelo Gestor Técnico Global do Sistema através da parcela II da tarifa de UGS e transferido para o comercializador de último recurso grossista.

4.7 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO – TRANSGÁS, S.A.

4.7.1 PROVEITOS

No decorrer da revisão regulamentar do gás natural ocorrida em 2013 e no âmbito do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a atividade de Compra e Venda de gás natural foi dividida em duas funções de forma a explicitar as várias formas de aprovisionamento do Comercializador de último recurso grossista: compra e venda, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo e compra e venda de gás natural, em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

Assim, de acordo com o Artigo 99º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, para o ano s, resultam da soma da função de compra e venda de gás natural, decorrentes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, e da função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

No ano gás 2020-2021, apenas são calculados os proveitos para a função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, pois não existe informação para a outra função.

Os custos com a aquisição de gás natural representam uma componente importante dos proveitos permitidos dos Comercializadores de Último Recurso. Na sua grande maioria, os custos com aquisição de gás natural correspondem ao preço de energia primária. Os restantes custos, com a utilização das infraestruturas (uso do terminal de GNL, uso das instalações de armazenamento subterrâneo e de transporte de gás natural), de funcionamento do comercializador de SNGN e relativos à imobilização das reservas estratégicas, têm um peso muito reduzido. A evolução do custo do aprovisionamento do gás natural relaciona-se com a evolução dos preços do petróleo, como foi referido no capítulo 2.4, e com a diminuição da atividade dos CUR retalhistas decorrente do fim das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

De seguida, apresentam-se os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso, definidos no Artigo 100º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-233 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020	Proveitos Permitidos 2021	Proveitos Permitidos 2020/2021 (2)	Variação % $[(2)-(1))/(1)$
A	Custos com a aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso, previstos para o ano s	21 162	16 675	15 339	15 673	-26%
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista					
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	296	296	301	299	1%
C	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás t-1 a incorporar no ano gás t	1 878			-2 164	
D	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	135			-2 702	
E	Ajustamento relativo a t-2 referente aos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pela parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	94			-94	-200%
F= A+B-C-D-E	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t	19 351	16 970	15 639	20 932	8%
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	296	296	301	299	
H	Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	-2 107			4 959	
I	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes	0	0	0	0	
J	Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a recuperar nos anos seguintes	0	0	0	0	
K=F-G-H-I-J	Proveitos a recuperar da função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t	21 162	16 675	15 339	15 673	

4.7.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

O ajustamento de 2018 da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso é calculado de acordo com o n.º 8 do Artigo 97.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril. O ajustamento relativo ao ano civil de 2018 é dado pela diferença entre os proveitos estimados a faturar pela aplicação da tarifa de Energia aos

comercializadores de último recurso retalhistas e os custos estimados com a aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN. Este desvio é atualizado para o ano gás 2020-2021 de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor. De acordo com esta metodologia, apurou-se o valor constante no Quadro 4-234.

Quadro 4-234 - Ajustamento em 2020-2021 do custo da energia de 2018

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2018
A	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	25 274
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	259
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás t-1 a incorporar no ano gás t	1 241
D	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-365
E	Ajustamento relativo a t-2 referente aos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pela parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	486
F=A+B-C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, ocorridos no ano s-2	24 170
G	Proveitos faturados com a aplicação da tarifa de energia no ano s-2	24 728
H	Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte, no ano gás t	-1 362
I	Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a recuperar nos anos seguintes	0
J	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes	0
K	Valor a transferir da UGS II considerado em tarifas	-1 091
L	Valor transferido da UGS II	-1 091
M = G + H + I + (L - K) - F	Desvio no ano gás t-2 dos proveitos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializador de último recurso	-804
N	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
O	Valores provisórios relativos a s-2 considerados nas tarifas do ano gás t-1	1 878
P	Acertos de anos anteriores	
Q	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,533%
R = M*(1+N)*(1+Q) - O*(1+Q)+P	Valor para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural no ano s-2 a incorporar no ano gás t	-2 702

No apuramento dos custos com a aquisição de gás natural do CURg, à semelhança da metodologia seguida no ano gás anterior, são consideradas as quantidades vendidas pelo CURg aos CURr e o custo médio auditado com base nas quantidades anuais contratadas (QAC's) adicionado do custo com a utilização das infraestruturas. Na análise efetuada entre as quantidades vendidas pelo CURg, as quantidades adquiridas pelos CURr e os custos das mercadorias vendidas apresentados nas demonstrações financeiras apurou-se que as quantidades implícitas estão coerentes e os desvios não são significativos e justificam-se pela especialização do exercício.

4.7.3 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DO ANO CIVIL 2019

O ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso foi calculado de acordo com o Artigo 100.º do Regulamento Tarifário em vigor. O ajustamento provisório no ano gás 2020-2021, relativo ao ano civil de 2019, é dado pela diferença entre os proveitos estimados a faturar pela aplicação da tarifa de Energia aos Comercializadores de último recurso retalhistas e os custos estimados com a aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN. Este desvio é atualizado para o ano gás 2020-2021 de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor.

De acordo com esta metodologia, apurou-se o ajustamento provisório constante no Quadro 4-235.

Quadro 4-235 - Ajustamento em 2020-2021 do custo da energia estimado de 2019

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimado 2019
A	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	24 433
B	Custos gestor logístico UAG	291
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás t-1 a incorporar no ano gás t	-404
D	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-676
E	Ajustamento relativo a t-2 referente aos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pela parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	274
F=A+B-C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, previstos para o ano s-1	25 530
G	Proveitos previstos recuperar com a aplicação da tarifa de energia no ano s-1	22 571
H	Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte, no ano gás t	807
I	Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a recuperar nos anos seguintes	0
J	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes	0
K	Valor a transferir da UGS II considerado em tarifas	1 747
L	Valor transferido da UGS II	1 747
M = G + H + I + (L - K) - F	Desvio no ano gás t-1 dos proveitos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializador de último recurso	-2 152
N	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de <i>spread</i>	0,53%
O = (M*(1+N))	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural no ano s-1 a incorporar no ano gás t	-2 164

4.8 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

4.8.1 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

4.8.1.1 PROVEITOS

De acordo com o Artigo 102.º do Regulamento Tarifário atualmente em vigor, os proveitos da atividade de Comercialização de gás natural são compostos por:

- proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, do Comercializador de último recurso retalhista k;
- proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, do Comercializador de último recurso retalhista k;
- proveitos da função de Comercialização de gás natural, do Comercializador de último recurso retalhista k.

No período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE continuou a aplicar uma regulação por incentivos ao OPEX da função de Comercialização de gás natural. No novo período regulatório de 2020 a 2023 a ERSE irá manter esta metodologia de regulação. Assim, o OPEX da comercialização de gás natural dos onze CUR é determinado por uma parcela fixa e uma parcela variável indexada ao número médio de clientes, as quais evoluem anualmente em função do IPIB – X, sendo que o fator de eficiência de cada CUR não se altera ao longo do período de regulação. Para o período regulatório de 2020 a 2023, mantém-se o fator X aplicado no período regulatório anterior, tendo-se revisto a base de custos³¹.

De seguida, apresentam-se os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Último Recurso retalhistas, nas suas várias funções. Os proveitos agora apresentados já refletem os comentários e questões das empresas à proposta tarifária, nomeadamente, aqueles que conduziram a correções residuais. Ao longo do documento são também apresentadas algumas justificações solicitadas pelas empresas ou apresentado maior detalhe dos textos existentes na proposta tarifária.

O Quadro 4-236 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

³¹ As justificações dos parâmetros atrás referidas encontram-se nos documentos “Parâmetros para o período de regulação 2016-2017 a 2018 -2019” e “Parâmetros para o período de regulação 2020 a 2023”.

Quadro 4-236 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2020-2021		
	≤ 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Custos com aquisição de gás da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso (1)	12 963	2 709	15 673
Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1 (2)	14 666	-16 877	-2 211
Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2 (3)	4 897	963	5 860
Ajustamento relativos ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas (4)	8 567	0	8 567
Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural previstos para o ano gás t (5) = (1) - (2) - (3) - (4)	-15 167	18 624	3 457

O Quadro 4-237 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-237 - Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2020-2021		
	≤10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t (1)	348	59	407
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano t (2)	277	58	334
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano t (3)	23 131	2 235	25 365
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t (4)	60	0	61
Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN previstos para o ano gás t (5) = (1)+(2)+(3)+(4)	23 815	2 351	26 167

O Quadro 4-238 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-238 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos Permitidos 2020-2021		
	≤ 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano gás <i>t</i> (1)	8 754	36	8 790
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, para o escalão de consumo <i>j</i> , previsto para o ano gás <i>t</i> (2)	295	0	295
Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano gás <i>t</i> (3)	116	15	131
Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo <i>j</i> , reportado ao início de cada período de regulação (4)	977	2	978
Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano <i>s-1</i> (5)	-20 412	21 445	1 033
Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano <i>s-2</i> (6)	751	231	982
Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural previstos para o ano gás <i>t</i> (7) = (1) + (2) + (3) + (4) - (5) - (6)	29 803	-21 624	8 179

4.8.1.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

O ajustamento definitivo relativo ao ano de 2018, a considerar no ano gás de 2020-2021 da atividade de Comercialização de Último Recurso retalhista, foi calculado de acordo com o previsto nos artigos 100.º (Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural) e 103.º (Proveitos da função de Comercialização de gás natural) do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril.

Nesta atividade, são definidos os seguintes ajustamentos:

- na função de Comercialização de gás natural, o ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados no ano s-2, pelo Comercializador de Último Recurso retalhista, por aplicação da tarifa de Comercialização, por escalão de consumo, e os proveitos permitidos desta função para esse ano calculados de acordo com o previsto no Regulamento Tarifário vigente. Este ajustamento considera os montantes referentes (i) ao diferencial positivo ou negativo, definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro deste operador, relativo ao processo de extinção das TVCF e (ii) à compensação do Comercializador de Último Recurso, pela aplicação das tarifas de Comercialização.
- na função de Compra e Venda de gás natural, o ajustamento resultante da diferença entre os valores faturados no ano s-2, pelo Comercializador de Último Recurso retalhista, por aplicação da tarifa de Energia, por escalão de consumo, e os proveitos permitidos desta função para esse ano calculados de acordo com o previsto no regulamento tarifário vigente. Este ajustamento considera os montantes referentes (i) ao ajustamento positivo ou negativo, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados; (ii) ao sobreprojeito associado ao agravamento tarifário decorrente da extinção das tarifas de venda a clientes finais determinado pela legislação em vigor e (iii) à compensação do comercializador de último recurso, pela aplicação da tarifa de Energia.
- da convergência tarifária para tarifas aditivas. Recorde-se que o regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pôde ser implementado imediatamente, tendo vindo a evoluir no sentido da aplicação integral da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos. Da aplicação deste mecanismo, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio que é evidenciado no cálculo do ajustamento s-2.

De salientar que desde a publicação do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que alargou o processo de extinção das tarifas aos clientes com consumos inferiores a 10 000 m³, todos os clientes do SNGN ficam sujeitos a uma tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) transitória. Desta forma, a diferença entre a TVCF aplicada aos clientes, em cada um dos escalões, e a soma das diferentes tarifas inclui a componente do sobreprojeito implícito na TVCF transitória. A data prevista no n.º 1 do artigo 4.º do referido Decreto-Lei foi fixada em 31 de dezembro de 2020 através da publicação da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril

No que diz respeito ao cálculo do ajustamento da função de compra e venda de gás natural, o mesmo foi calculado considerando o seguinte acerto de anos anteriores:

- devolução da terceira *tranche*, equivalente a 1/3 do valor total, relativo ao fecho em definitivo dos ajustamentos passados da função de compra e venda de gás natural decorrente da especialização semestral dos ajustamentos provisórios em detrimento de uma especialização com base em 50% do ano gás.

Registe-se que a ERSE recebeu comentários, identificados como sendo transversais ao “*Grupo Galp – Atividade CUR*” (RT-2020-1415). Um tema levantado teve que ver com o ajuste à função de compra e venda de gás natural (FCVGN) (cf. Ponto B3.4. do documento “*Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o Ano Gás 2020-21 – CUR: Comentários e Questões*”, anexo à comunicação com a N/ Ref.^a *supra* identificada). O levantamento deste tema é decorrente de ter ocorrido em 2017, por via do cálculo do ajustamento da função de compra e venda de gás natural, a devolução da terceira *tranche*, equivalente a 1/3 do valor total, relativa ao excedente apurado entre os proveitos permitidos desta função que eram superiores aos custos aceites para efeitos de regulação decorrente do desajuste sistemático, e no mesmo sentido, apurado entre as quantidades implícitas no valor dos custos das mercadorias vendidas e as quantidades implícitas nas vendas.

A questão remonta a um desajuste sistemático (sempre no mesmo sentido) entre as quantidades faturadas pela Transgás, S.A. (Transgás), enquanto Comercializador de último recurso grossista (CURG) à Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A. (Tagusgás), enquanto comercializador de último recurso retalhista (CURR) e as quantidades faturadas por este aos clientes, que conduziu à criação de um saldo acumulado que, por decisão tomada em 2017, foi, entretanto, devolvido ao SNGN.

No documento de comentários e questões, a atividade CUR do Grupo Galp vem referir que considera que *as diferenças invocadas pela ERSE não foram demonstradas* (cf. página 7 do referido documento), aventando “*dúvidas sobre a possibilidade de ter ocorrido uma subfaturação entre o CURG e os CURR, em particular a Tagusgás*” e, por último, referindo que não tem conhecimento da existência de reclamações de consumidores relacionadas com este tema.

Neste contexto, a atividade CUR do Grupo Galp solicita à ERSE informação sobre o motivo que justifica as diferenças indicadas e, bem assim, a sua fundamentação.

Como a atividade CUR do Grupo Galp reconhece, esta questão não é inédita, tendo sido objeto de decisão no ano-gás 2017-2018. Na decisão tarifária referente a esse ano a ERSE deixou claro que havia identificado que “*No que diz respeito ao cálculo do ajustamento da função de compra e venda de gás natural, a ERSE verificou que no período de 2010 a 2015 ocorreram diferenças sistemáticas e no mesmo sentido entre as*

quantidades adquiridas ao CURG e as quantidades vendidas aos clientes”. Assim, “Por não se justificarem à luz da natureza da função de compra e venda de gás natural, estas diferenças originaram a definição de proveitos permitidos desta atividade superiores aos custos aceites para efeitos de regulação.”. Neste contexto foi decidido que “Por este facto, procedeu-se à devolução deste excedente aos clientes de gás natural. De forma a mitigar o impacto na situação económica dos CURr, a devolução relativa ao período 2010 a 2014 irá ocorrer durante três anos, pela incorporação no ajustamento dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural como acerto relativo a anos anteriores”.

De resto, esta questão foi precedida de discussão face à proposta de tarifas tendo a ERSE deixado claro o sentido e racional da sua decisão, tomada em 2017, que executou ao longo daqueles três anos, oferecendo sempre esclarecimentos nesse sentido. Tomemos como exemplo o que se escreveu na discussão de comentários relacionada com os **Proveitos relativos ao ano gás 2018-2019**³² (página 184³³):

“Os ajustamentos de anos anteriores resultaram de um processo de revisão do cálculo dos ajustamentos da função de Compra e Venda de Gás Natural de forma a corrigir situações que não refletiam os verdadeiros custos das empresas. (...) Acresce que **a atividade de compra e venda de gás natural é uma função que não pode gerar, pela sua natureza pass through, qualquer ganho ou perda nem por via da diferença de preço, nem, muito menos, por via de diferença de quantidades.**

Deste modo, estão a ser abatidos aos proveitos permitidos os montantes, com juros, que foram indevidamente incorporados nesses proveitos.” (nossos destaques)

Perante as diferenças (positivas) sistematicamente verificadas entre quantidades adquiridas e vendidas, que foram efetivamente demonstradas, a ERSE procedeu à reposição do montante, como sempre tinha de fazer à luz do Regulamento Tarifário, na medida em que, neste âmbito, a atuação do CURR assume-se meramente como *pass through* (cf. artigo 103.º, n.ºs 1 e 2 do Regulamento Tarifário³⁴). Tal significa que, objetivamente, para efeitos tarifários, não pode o CURR obter excedentes com a FCVGN. Não se ignora que

³² Em sentido idêntico à argumentação vertida na discussão de comentários dos demais anos-gás. Todos os documentos estão disponíveis *online* no sítio da ERSE: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-gas-natural/>.

³³ O documento está disponível na seguinte hiperligação direta: https://www.erse.pt/media/xt4huqwm/tarifas-gn-2018-2019_final.pdf.

³⁴ Aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio. Quanto às versões anteriores, cf. artigos 83.º a 87.º e 104.º do Regulamento Tarifário de 2018, aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 385/2018, de 21 de junho e os mesmos artigos do Regulamento Tarifário de 2016, aprovado pelo Regulamento n.º 415/2016, de 29 de abril.

os *motivos* que podem justificar tal diferença podem ser relevantes, sejam eles a deficiente calibração dos contadores volumétricos nos elementos de medição das estações de entrega de gás à rede de distribuição da Tagusgás ou outros motivos. Todavia, não se pode confundir o apuramento dos motivos e as suas consequências. Neste caso, estas resultaram no reconhecimento de custos da FCVGN que nunca se materializaram, e que por esta via, originaram uma definição de proveitos permitidos indevidos a favor da Tagusgás, decorrentes de práticas contabilísticas que são, essencialmente, imputáveis à empresa regulada.

Em todo o caso, atenta a atividade de *pass through*, tal não podia ser idóneo a paralisar a decisão tomada em 2017 a qual, sendo objetiva, constata a divergência de montantes e faz cumprir o Regulamento Tarifário no que respeita à Tagusgás CURR.

A posição da ERSE tomada em 2017, ao cabo e ao resto, é consistente com os registos contabilísticos da Tagusgás que, historicamente, haviam considerado a diferença em causa (i.e. o saldo acumulado) como um passivo da empresa e uma responsabilidade que esta teria de solver num futuro próximo (cf. §25 da comunicação com N/ Ref.ª RT-2018-282).

4.8.1.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

O Regulamento Tarifário em vigor, prevê nos artigos 103.º (Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural) e 106.º (Proveitos da função de Comercialização de gás natural) os seguintes ajustamentos de anos anteriores:

- na função de Comercialização de gás natural, o ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados a faturar no ano s-1, pelo comercializador de último recurso retalhista, por aplicação da tarifa de comercialização, por escalão de consumo, e os proveitos permitidos desta função estimados para o mesmo ano de acordo com o previsto no regulamento tarifário vigente. Este ajustamento considera os montantes referentes (i) ao diferencial positivo ou negativo, definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro deste operador, relativo ao processo de extinção das TVCF e (ii) à 9compensação do comercializador de último recurso, pela aplicação das tarifas de comercialização.
- na função de Compra e Venda de gás natural, o ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados a faturar no ano s-1, pelo comercializador de último recurso retalhista, por aplicação da tarifa de energia, por escalão de consumo, e os proveitos permitidos desta função estimados para o mesmo ano de acordo com o previsto no regulamento tarifário vigente. Este ajustamento considera os montantes referentes (i) ao ajustamento positivo ou negativo, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados; (ii) ao sobreproveito associado ao

agravamento tarifário decorrente da extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais determinado pela legislação em vigor e (iii) à compensação do Comercializador de último recurso, pela aplicação da tarifa de Energia.

Aos ajustamentos anteriormente referidos nesta secção e na precedente, acrescem juros calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

De seguida serão apresentados os proveitos permitidos e os ajustamentos por empresa regulada da atividade de Comercialização de último recurso retalhista, designadamente:

- Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.
- Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.
- Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.
- EDP Gás Serviço Universal, S.A.
- Lisboagás Comercialização, S.A.
- Lusitaniagás Comercialização, S.A.
- Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.
- Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.
- Setgás Comercialização, S.A.
- Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.
- Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.

4.8.2 BEIRAGÁS - COMPANHIA DE GÁS DAS BEIRAS, S.A.

4.8.2.1 PROVEITOS

O Quadro 4-239 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-239 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021			Variação % [(2)-(1)]/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	1 178	652	200	625	174	632	181	813	-31%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-198					1 227	-1 821	-594	
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	534					-109	320	212	-60%
D	Ajustamento relativos ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	198					81	0	81	-59%
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	643	652	200	625	174	-567	1 681	1 114	-
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	534					1 199	-1 500	-301	-156%
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	1 178	652	200	625	174	632	181	813	-31%

O Quadro 4-240 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-240 - Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-17	21	-226%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	39	17	-56%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	1 310	1 261	-4%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	5	3	-49%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	1 338	1 302	-3%

O Quadro 4-241 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-241 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	345	1	347	330	1	331	334	1	335	381	-12%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	105,052	0,425	105,477	104,527	0,423	104,950					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - EUR/cliente	20,78627	33,29904	54,08531	20,68200	33,13300	53,81500					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	11 562	28	11 590	10 888	24	10 912					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo compartilhado, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	48	0	49	48	0	49	48	0	49	53	-8%
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-1 186	1 189	3	29	-91%
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							-1	2	1	0	
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	394	1	395	378	1	379	1 569	-1 189	380	406	-6%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-1 257	1 200	-58	-57	
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	394	1	395	378	1	379	312	10	322	349	-8%

O Quadro 4-242 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-242 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	643	1 114	
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	1 338	1 302	-3%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	406	380	-6%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	2 387	2 795	17%

4.8.2.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-243 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-243 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Beiragás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade $(a)+(b)*(c)/1000$	495	2	497
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	110,092	0,482	0
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	29,09512	34,93144	0
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	13 224	40	0
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	65	0	65
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-1 150	1 172	22
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	-1	-2	-3
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	1 711	-1 169	543
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-1377	1180	-198
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	334	11	345
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	-0,616	0	-1
K	Valor transferido da UGS I	0	217	217
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	335	20	356
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	-1 376	1 406	30
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-1 383	1 412	29
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-1	2	1

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-244 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-244 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Beiragás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	889	374	1 263
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	458	-981	-523
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-7	439	432
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	1 487	0	1 487
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	-1 049	916	-133
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	1 938	-542	1 396
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	889	374	1 263
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	-18	0	-18
I	Valor transferido da UGS II	-1 092	-304	-1 396
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreprojeito	-143	-60	-203
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	974	381	1 356
L=K+J+H+E	Desvio do ano gás s-2	770	-898	-128
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	982	-1 180	-198
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	99	42	141
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%
$R = \frac{L \cdot (1+M) - N \cdot (1+Q) + O \cdot ((1+M) \cdot (1+Q)) + P \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))}{1}$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-109	320	212

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-245 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-245 - Desvio da aditividade tarifária da Beiragás em 2018

Unidade: 10⁶ EUR

A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	3 528
B	Proveitos que resultam da faturação	3 448
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	80
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	81

4.8.2.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-246 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Beiragás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2019 estimado		Total
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	467	2	469
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	109,438	0,480	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	28,92235	34,72401	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	12 366	33	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	65	0	65
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-980	1 000	20
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	1	-4	-2
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	1 511	-995	516
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-1 112	1 004	-108
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	399	9	408
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifa de Comercialização no ano s-1	-2,102	0,000	-2
K	Valor previsto transferir da UGS I	0	173	173
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	333	15	348
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-1	-1 180	1 182	3
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	-1 186	1 189	3

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-247 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Beiragás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	887	285	1 172
B	Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral	0	0	0
C	Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0	0	0
D	Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	0	0	0
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	627	-810	-184
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	258	188	447
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	850	0	850
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	-848	906	59
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	1 735	-622	1 113
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	887	285	1 172
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	-21	0	-21
I	Valor previsto transferir da UGS II	-438	-1 164	-1 602
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-56	-24	-80
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	888	283	1 171
L=K+J+H+E	Desvio do ano s-1	1 220	-1 811	-591
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	1 227	-1 821	-594

4.8.3 DIANAGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE ÉVORA, S.A.

4.8.3.1 PROVEITOS

O Quadro 4-248 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-248 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)			Variação % [(2)-(1)]/(1)	
		Unidade: 10 ⁷ EUR								
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	159	106	27	102	28	103	28	131	-16%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-20					-157	188	31	-
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	30					39	-4	35	16%
D	Ajustamento relativos ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	33					15	0	15	-
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	116	106	27	102	28	206	-156	50	-57%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	43					-103	184	81	-
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	159	106	27	102	28	103	28	131	-18%

O Quadro 4-249 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-249 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
				Unidade: 10 ³ EUR
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-2	3	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	5	3	-48%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	197	211	7%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	1	1	-46%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	201	218	8%

O Quadro 4-250 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-250 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	72	0	72	68	0	69	69	0	69	78	-11%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	20,876	0,076	20,952	20,772	0,076	20,848					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	24,26713	44,54321	68,81034	24,14600	44,32000	68,46600					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	2 088	7	2 095	1 968	7	1 975					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo participado, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-267	251	-16	5	-
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							-4	-1	-5	-2	-
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	72	0	72	68	0	69	341	-250	91	75	21%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-284	253	-31	-14	-
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	72	0	72	68	0	69	56	3	59	60	-1%

O Quadro 4-251 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-251 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	116	50	-57%
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	201	218	8%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	75	91	21%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	392	358	-9%

4.8.3.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-252 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-252 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Dianagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	109	0	109
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	25,871	0,070	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	35,11316	40,08810	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	2 361	7	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	4	1	5
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-273	287	14
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	6	1	6
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	380	-286	94
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-318	289	-30
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	62	2	64
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	0,829	0,000	1
K	Valor transferido da UGS l	0	31	31
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	60	2	62
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	-320	320	0
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-317	323	5
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-4	-1	-5

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-253 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

**Quadro 4-253 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Dianagás
repartido por escalão de consumo**

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	148	39	187
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	-118	100	-18
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	7	27	35
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	-162	0	-162
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	421	-89	332
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-273	128	-145
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	148	39	187
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	-5	0	-5
I	Valor transferido da UGS II	106	39	145
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreproveito	-17	-5	-22
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	161	39	201
L=K+J+H-E	Desvio do ano gás s-2	-175	163	-12
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-194	174	-20
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	21	6	27
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%
$R = \frac{L \cdot (1+M) - N}{(1+Q) + O \cdot (1+M) \cdot (1+Q)} + P \cdot (1+M) \cdot (1+Q)$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	39	-4	35

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-254 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-254 - Desvio da aditividade tarifária da Dianagás em 2018

		Unidade: 10 ⁶ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	541
B	Proveitos que resultam da faturação	526
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	15
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	15

4.8.3.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-255 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Dianagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+((b)*(c))/1000	103	0	104
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	25,717	0,070	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	34,90465	39,85005	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	2 221	7	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0,0000000
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-229	244	16
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	6	0	6
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	326	-244	82
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-250	246	-4
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	76	2	78
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-1	1	0	1
K	Valor previsto transferir da UGS l	0	4	4
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	60	2	62
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-1	-266	250	-16
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	-267	251	-16

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-256 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Dianagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	145	36	180
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-98	78	-20
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	29	2	32
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	-93	0	-93
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	307	-45	261
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	-162	81	-81
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	145	36	180
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	-5	0	-5
I	Valor previsto transferir da UGS II	18	108	127
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-8	-2	-10
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	145	35	180
L=K+J+H+E	Desvio do ano s-1	-156	187	31
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	-157	188	31

4.8.4 DURIENSEGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO DOURO, S.A.

4.8.4.1 PROVEITOS

O Quadro 4-257 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-257 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)			Variação % [(2)-(1)]/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	607	466	26	457	23	459	23	482	-21%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-72					348	-435	-88	22%
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	248					153	41	193	-
D	Ajustamento relativos ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	-185					-126	0	-126	-32%
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	615	466	26	457	23	85	418	503	-18%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	-8					374	-395	-20	156%
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	607	466	26	457	23	459	23	482	-21%

O Quadro 4-258 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-258 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-10	13	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	20	10	-50%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	756	819	8%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	3	2	-46%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	771	844	9%

O Quadro 4-259 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-259 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2 ³ /1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	227	1	228	220	1	221	221	1	222	244	-9%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	67,247	0,292	67,539	66,911	0,291	67,202					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	21,77204	116,26952	138,04156	21,663	115,688	137,35100					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	7 331	6	7 337	7 051	6	7 057					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo participado, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	-100%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-472	499	27	35	-22%
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							6	3	8	9	-
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	227	1	228	220	1	221	687	-501	187	210	-11%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-487	503	16	-2	-981%
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	227	1	228	220	1	221	201	2	203	209	-3%

O Quadro 4-260 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-260 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	615	503	-18%
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	771	844	9%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	210	187	-11%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	1 596	1 534	-4%

4.8.4.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-261 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-261 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Duriensegás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade $(a)+(b)/(c)/1000$	315	1	316
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	68,716	0,316	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	30,63048	84,26430	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	8 035	13	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	4	0	5
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-417	427	10
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	-2	-1	-3
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	738	-424	314
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-561	425	-135
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	177	1	179
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	-1,026	0	-1
K	Valor transferido da UGS I	0	148	148
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	205	5	210
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	-534	577	43
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-543	577	35
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)/(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	6	3	8

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-262 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-262 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Duriensegás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	571	75	646
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	457	-627	-169
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-215	228	13
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	338	0	338
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	-9	473	464
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	580	-398	182
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	571	75	646
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	-20	0	-20
I	Valor transferido da UGS II	-108	-74	-182
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreproveito	-73	-10	-82
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	667	81	747
L=K+J+H-E	Desvio do ano gás s-2	475	-476	-1
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	433	-505	-72
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	107	14	120
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%
$R = \frac{L \cdot (1+M) - N}{(1+Q) + O \cdot (1+M) \cdot (1+Q)}$ s-2	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	153	41	193

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-263 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-263 - Desvio da aditividade tarifária da Duriensegás em 2018

		Unidade: 10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	1 910
B	Proveitos que resultam da faturação	2 034
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	-125
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	-126

4.8.4.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-264 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Duriensegás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	301	1	302
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	68,307750	0,314115	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	30,44860	83,76393	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	7 645	8	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-382	398	16
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	7	-1	6
G=A+B+C+D-E-F		677	-396	280
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-456	397	-58
I = G+H		221	1	222
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-1	-1	0	-1
K	Valor previsto transferir da UGS l	0	98	98
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	208	2	210
M=L+K+J-G		-469	496	27
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)		-472	499	27

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-265 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Duriensegás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	625	36	661
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	385	-439	-54
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	48	94	142
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	9	0	9
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	183	381	564
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	442	-345	97
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	625	36	661
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	-22	0	-22
I	Valor previsto transferir da UGS II	-61	-86	-147
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreprovento	-14	-2	-16
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	626	36	661
L=K+J+H+E	Desvio do ano s-1	346	-433	-87
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	348	-435	-88

4.8.5 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL, S.A.

4.8.5.1 PROVEITOS

O Quadro 4-266 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-266 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021			Variação % [(2)-(1))/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	4 120	2 296	816	2 149	643	2 186	686	2 872	-30%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-489					631	-1 801	-1 170	-
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	2 202					1 201	129	1 330	-40%
D	Ajustamento relativo ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	947					569	0	569	-40%
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	1 460	2 296	816	2 149	643	-215	2 358	2 143	47%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	2 660					2 401	-1 672	729	-73%
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	4 120	2 296	816	2 149	643	2 186	686	2 872	-30%

O Quadro 4-267 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-267 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-61	74	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	140	61	-56%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	4 757	4 400	-8%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	17	9	-49%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	4 853	4 543	-6%

O Quadro 4-268 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2020-2021 DAS EMPRESAS REGULADAS

DO SETOR DO GÁS NATURAL

Quadro 4-268 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo], previstos para o ano s e s+1	1 785	16	1 801	1 676	13	1 689	1 704	14	1 717	1 753	-2,0%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	532,968	3,661	536,629	530,303	3,643	533,946					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	34,94556	90,34994	125,29550	34,77100	89,89800	124,66900					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo]	35 835	134	35 969	32 959	103	33 062					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo participado, prevista para o ano s e s+1	340	0	340	280	0	280	295	0	295	172	71,7%
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	32	5	37	66	10	75	57	9	66	398	-83,5%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	148	1	149	148	0	149	148	0	149	169	-12,0%
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-5 485	6 337	852	409	108,1%
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							271	121	392	695	
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	2 305	22	2 327	2 171	23	2 194	7 419	-6 436	983	1 387	-29%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-6 470	6 482	12	-309	-103,9%
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	2 305	22	2 327	2 171	23	2 194	949	46	995	1 078	-8%

O Quadro 4-269 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-269 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	1 460	2 143	47%
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	4 853	4 543	-6%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	1 387	983	-29%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	7 700	7 670	0%

4.8.5.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-270 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-270 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da EDP Gás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	1 753	11	1 765
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	450,124	1,082	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	30,79911	57,05979	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	42 310	182	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo	144	1	145
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	13	3	17
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	229	1	230
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-4 709	5 012	303
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	-232	-76	-308
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	7 080	-4 919	2 161
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-6452	4899	-1553
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	628	-20	608
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	-18,249	0	-18
K	Valor transferido da UGS l	0	1 797	1 797
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	1 090	87	1 176
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	-6 008	6 803	795
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-6 312	6 722	409
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	271	121	392

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-271 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-271 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da EDP Gás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	3 705	1 615	5 320
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	-4 382	3 712	-670
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	3 013	-1 508	1 505
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	1 053	0	1 053
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	4 022	-589	3 432
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-317	2 204	1 888
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	3 705	1 615	5 320
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	-35	0	-35
I	Valor transferido da UGS II	-1 415	-472	-1 888
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreproveito	-177	-408	-585
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	3 912	1 615	5 527
L=K+J+I+H-E	Desvio do ano gás s-2	-1 737	1 324	-413
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-2 075	1 585	-489
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	863	379	1 242
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
$R = \frac{(L \cdot (1+M) - N) \cdot (1+Q) + O \cdot ((1+M) \cdot (1+Q)) + P \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))}{(1+M) \cdot (1+Q)}$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	1 201	129	1 330

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-272 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-272 - Desvio da aditividade tarifária da EDP Gás em 2018

		Unidade: 10 ⁶ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	13 833
B	Proveitos que resultam da faturação	13 270
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	563
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	569

4.8.5.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-273 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da EDP Gás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 estimado		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	1 638	11	1 649
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	447,451	1,076	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	30,61622	56,72096	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	38 888	169	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	158	0	158
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	4	1	5
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	229	1	230
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-4 371	4 643	272
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	-96	-30	-126
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	6 497	-4 601	1 897
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-5578	4578	-999
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	920	-23	897
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-1	-21	0	-21
K	Valor previsto transferir da UGS I	0	1 633	1 633
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	1 062	70	1 133
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-1	-5 456	6 304	847
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	-5 485	6 337	852

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-274 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da EDP Gás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	3 292	1 357	4 649
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-2 012	1 834	-178
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	3 627	-2 032	1 595
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	695	0	695
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	983	1 554	2 537
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	2 310	-198	2 112
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	3 292	1 357	4 649
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	-55	0	-55
I	Valor previsto transferir da UGS II	-1 359	-1 476	-2 835
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-271	-112	-382
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	3 296	1 351	4 647
L=K+J+I+H-E	Desvio do ano s-1	628	-1 791	-1 163
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	631	-1 801	-1 170

4.8.6 LISBOAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

4.8.6.1 PROVEITOS

O Quadro 4-275 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-275 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021			Variação % [(2)-(1)]/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	8 738	5 915	989	5 525	851	5 623	885	6 508	-26%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-964					3 057	-3 660	-603	-
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	2 036					1 610	593	2 203	8%
D	Ajustamento relativos ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas ativas	-72					2 507	0	2 507	-
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	7 738	5 915	989	5 525	851	-1 551	3 952	2 401	-69%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	1 000					7 174	-3 067	4 107	-
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	8 738	5 915	989	5 525	851	5 623	885	6 508	-26%

O Quadro 4-276 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-276 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-138	170	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	294	139	-53%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	10 782	10 758	0%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	50	26	-49%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	10 988	11 093	1%

O Quadro 4-277 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-277 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	3 438	9	3 447	3 243	8	3 251	3 292	8	3 300	3 518	-6%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	1 027,825	2,252	1 030,077	1 022,686	2,241	1 024,927					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	22,47643	34,74034	57,21677	22,36400	34,56700	56,93100					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	107 243	186	107 429	99 290	156	99 446					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo compartilhado, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	44	4	49	54	5	59	51	5	56	73	-23%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	445	1	446	445	1	446	445	1	446	469	-5%
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-5 837	5 832	-6	742	-
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							225	42	267	711	-
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	3 927	14	3 941	3 742	14	3 755	9 400	-5 860	3 540	2 606	36%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-6 547	5 928	-620	549	-
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	3 927	14	3 941	3 742	14	3 755	2 853	68	2 920	3 155	-7%

O Quadro 4-278 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-278 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	7 738	2 401	-69%
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	10 988	11 093	1%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	2 606	3 540	36%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	21 332	17 034	-20%

4.8.6.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-279 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-279 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Lisboa Gás Comercialização repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	4 065	9	4 074
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	995,677	1,970	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	0	0	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	24,04349	30,48697	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	127 666	226	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	537	1	538
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-5 408	5 640	232
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	53	3	56
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	9 957	-5 633	4 324
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-7308	5663	-1645
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	2 649	30	2 679
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	2,529	0	3
K	Valor transferido da UGS l	0	2 009	2 009
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	3 233	82	3 315
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	-6 722	7 724	1 002
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-6 985	7 727	742
P	Acertos de anos anteriores			0
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	225	42	267

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-280 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-280 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Lisboagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	8 498	1 450	9 948
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	3 734	-5 347	-1 613
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-1 175	2 753	1 578
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	404	0	404
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	5 534	4 045	9 579
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	2 963	-2 594	369
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	8 498	1 450	9 948
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	48	0	48
I	Valor transferido da UGS II	-352	-17	-369
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreproveito	-1 163	-199	-1 362
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	9 171	1 472	10 643
L=K+J+H+E	Desvio do ano gás s-2	2 168	-2 788	-620
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	2 160	-3 124	-964
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	1 572	268	1 840
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%
$R = (L^*(1+M) - N)^*(1+Q) + O^*(1+M)^*(1+Q) + P^*(1+M)^*(1+Q)$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	1 610	593	2 203

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-281 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-281 - Desvio da aditividade tarifária da Lisboagás em 2018

		Unidade: 10 ⁶ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	30 562
B	Proveitos que resultam da faturação	28 083
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	2 479
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	2 507

4.8.6.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-282 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da LisboaGás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	3 786	9	3 795
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	989,765	1,958	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	23,90072	30,30594	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	116 992	219	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	34	4	38
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	537	1	538
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-4 746	5 313	567
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	131	138	268
G=A+B+C+D-E-F		8 973	-5 438	3 535
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-5595	5482	-113
I = G+H		3 378	44	3 422
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifa de Comercialização no ano s-1	6	0	6
K	Valor previsto transferir da UGS l	0	286	286
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	3 161	77	3 238
M=L+K+J-G		-5 806	5 801	-6
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)		-5 837	5 832	-6

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-283 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Lisboagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	8 483	1 459	9 942
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	2 533	-3 398	-865
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	1 317	471	1 788
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	-19	0	-19
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	4 651	4 385	9 036
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	3 832	-2 926	905
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	8 483	1 459	9 942
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	42	0	42
I	Valor previsto transferir da UGS II	-571	-662	-1 233
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-271	-46	-318
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	8 492	1 453	9 944
L=K+J+I+H-E	Desvio do ano s-1	3 040	-3 640	-600
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	3 057	-3 660	-603

4.8.7 LUSITANIAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

4.8.7.1 PROVEITOS

O Quadro 4-284 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-284 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)			Variação % [(2)-(1)]/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	3 414	2 221	478	2 104	399	2 133	418	2 552	-25%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-374					973	-344	629	-
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	21					1 332	-490	843	-
D	Ajustamento relativo ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	-268					5 094	0	5 094	-
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	4 035	-5 178	1 311	2 938	-6 167	-5 266	1 252	-4 014	-199%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	-621					7 399	-834	6 565	-
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	3 414	-5 178	1 311	2 938	-6 167	2 133	418	2 552	-25%

O Quadro 4-285 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-285 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-50	66	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	114	54	-52%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	4 102	4 148	1%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	20	10	-48%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	4 186	4 279	2%

O Quadro 4-286 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-286 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	1 439	4	1 443	1 368	3	1 371	1 386	4	1 389	1 476	-6%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	431,364	1,054	432,418	429,207	1,049	430,256					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	23,33882	44,72017	68,05900	23,22200	44,49700	67,71900					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	43 190	67	43 257	40 410	55	40 465					
B	Fator eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural											
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo participado, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	-100%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	179	0	179	179	0	179	179	0	179	184	-3%
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-2 815	2 894	79	-148	-153%
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							199	43	242	39	-
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	1 618	4	1 622	1 546	4	1 550	4 180	-2 933	1 247	1 866	-33%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-3 022	2 957	-65	-601	-89%
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	1 618	4	1 622	1 546	4	1 550	1 158	24	1 182	1 266	-7%

O Quadro 4-287 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-287 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	4 035	-4 014	-199%
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	4 186	4 279	2%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	1 866	1 247	-33%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	10 087	1 512	-85%

4.8.7.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-288 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-288 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Lusitaniagás Comercialização repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	1 691	4	1 695
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	383,202	0,835	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	25,97611	36,77295	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	50 332	89	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	200	0	200
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-2 510	2 579	69
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	-9	-3	-12
G=A+B+C+D-E-F Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural		4 410	-2 572	1 838
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-3157	2596	-561
I = G+H Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2		1 252	25	1 277
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	3,024	0	3
K	Valor transferido da UGS I	0	617	617
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	1 271	40	1 311
M=L+K+J-G Desvio do ano s-2		-3 136	3 228	92
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-3 352	3 204	-148
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P) Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2		199	43	242

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-289 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-289 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	3 178	720	3 898
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	1 921	-2 534	-613
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-1 013	900	-113
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	-2 438	0	-2 438
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	4 708	2 354	7 062
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-1 530	-1 634	-3 164
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	3 178	720	3 898
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	9	0	9
I	Valor transferido da UGS II	1 530	1 634	3 164
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreproveito	-424	-96	-520
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	3 454	733	4 187
L=K+J+I+H-E	Desvio do ano gás s-2	-139	-83	-222
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-905	531	-374
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	557	126	684
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
$R = \frac{L \cdot (1+M) - N \cdot (1+Q) + O \cdot ((1+M) \cdot (1+Q)) + P \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))}{1}$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	1 332	-490	843

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-290 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-290 - Desvio da aditividade tarifária da Lusitaniagás em 2018

		Unidade: 10 ⁶ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	16 018
B	Proveitos que resultam da faturação	10 980
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	5 038
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	5 094

4.8.7.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-291 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+((b)*(c))/1000	1 584	4	1 588
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	380,927	0,830	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	25,822	36,555	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	46 610,500	81,250	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	200	0	200
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-2 244	2 267	23
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	-30	-10	-39
G=A+B+C+D-E-F		4 058	-2 253	1 805
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-2679	2269	-410
I = G+H		1 379	16	1 395
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-1	4	0	4
K	Valor previsto transferir da UGS l	0	589	589
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	1 254	37	1 291
M=L+K+J-G		-2 800	2 879	79
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)		-2 815	2 894	79

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-292 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	3 198	713	3 911
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	661	-1 073	-411
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	73	60	133
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	-1 404	0	-1 404
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	3 867	1 726	5 593
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	-669	-1 013	-1 682
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	3 198	713	3 911
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	20	0	20
I	Valor previsto transferir da UGS II	1 743	703	2 445
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-129	-29	-158
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	3 201	710	3 912
L=K+J+I+H-E	Desvio do ano s-1	968	-342	626
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	973	-344	629

4.8.8 MEDIGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

4.8.8.1 PROVEITOS

O Quadro 4-293 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-293 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR								
	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021		Total (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³			
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	270	200	56	192	57	194	56	250	-7%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-27					124	-178	-54	
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	170					87	31	118	-31%
D	Ajustamento relativos ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	22					45	0	45	103%
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	105	200	56	192	57	-62	203	141	35%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	166					256	-147	110	-34%
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	270	200	56	192	57	194	56	250	-7%

O Quadro 4-294 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-294 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-4
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	10	5	-44%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	355	400	13%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	2	1	-47%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	362	413	14%

O Quadro 4-295 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-295 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	134	1	135	128	1	129	129	1	131	141	-7%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	39,537	0,262	39,799	39,339	0,261	39,600					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	18,37159	272,10068	290,47227	18,28000	270,74000	289,02000					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	5 128	4	5 132	4 846	4	4 850					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo participado, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-100%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-29	27	-2	10	-124%
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							1	0	2	1	-
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	134	1	135	128	1	129	157	-26	131	132	0%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-18	27	9	14	-
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	134	1	135	128	1	129	139	2	140	145	-3%

O Quadro 4-296 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-296 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	105	141	35%
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	362	413	14%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	132	131	0%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	599	685	14%

4.8.8.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-297 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-297 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Medigás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)/(c)*1000	174	2	176
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	45,029	0,326	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	22,43908	326,35948	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	5 765	4	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	11	7	18
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	-5	0	-5
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	168	-5	163
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-29	6	-24
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	139	1	140
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	1,34	0	1
K	Valor transferido da UGS I	0	26	26
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	144	4	148
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	-23	34	11
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-24	34	10
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	1	0	2

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-298 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-298 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	284	80	364
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	263	-303	-40
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-133	197	64
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	77	0	77
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	78	186	264
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	207	-106	100
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	284	80	364
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	-8	0	-8
I	Valor transferido da UGS II	-67	-33	-100
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreproveito	-23	-6	-30
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	303	80	383
L=K+J+H+E	Desvio do ano gás s-2	126	-146	-19
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	126	-153	-27
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	85	24	109
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%
$R = \frac{L \cdot (1+M) - N}{(1+Q) + O \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))} + P \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	87	31	118

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-299 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-299 - Desvio da aditividade tarifária da Medigás em 2018

		Unidade: 10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	1 044
B	Proveitos que resultam da faturação	999
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	45
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	45

4.8.8.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-300 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Medigás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	166	2	167
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	44,761	0,324	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	22,30584	324,42154	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	5 420	4	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-8	20	12
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	0	0	0
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	174	-18	155
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-21	20	-1
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	153	1	154
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-1	1	0	1
K	Valor previsto transferir da UGS l	0	5	5
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	144	4	147
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-1	-29	27	-2
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	-29	27	-2

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos a faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-301 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	276	73	349
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	143	-165	-23
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	0	81	81
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	57	0	57
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	76	158	234
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	200	-85	115
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	276	73	349
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	-6	0	-6
I	Valor previsto transferir da UGS II	-63	-89	-152
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-8	-2	-10
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	277	72	349
L=K+J+H+E	Desvio do ano s-1	123	-177	-54
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	124	-178	-54

4.8.9 PAXGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

4.8.9.1 PROVEITOS

O Quadro 4-302 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-302 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021			Variação % [(2)-(1)]/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
		A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	80	60	17	58	14		58
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-9					22	-31	-9	-
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	15					11	3	14	-
D	Ajustamento relativo ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	20					117	0	117	473%
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	54	60	17	58	14	-91	43	-49	-190%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	26					150	-28	122	-
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	80	60	17	58	14	58	15	73	-9%

O Quadro 4-303 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-303 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-1	2	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	3	2	-43%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	104	123	18%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	1	0	-45%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	106	126	19%

O Quadro 4-304 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-304 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019/2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	37	2	40	36	2	38	36	2	38	38	0%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	10,839	0,300	11,139	10,785	0,299	11,084					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	15,77478	560,15764	575,93242	15,69600	557,35700	573,05300					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	1 668	4	1 672	1 597	3	1 600					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo participado, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	-
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							113	-110	3	1	-
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							1	0	1	1	-
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	37	2	40	36	2	38	-78	112	34	36	-4%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							123	-111	13	11	-
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	37	2	40	36	2	38	46	1	47	47	0%

O Quadro 4-305 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-305 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, previstos para o ano gás t	54	-49	-190%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	106	126	19%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	36	34	-
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	196	112	-43%

4.8.9.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-306 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-306 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Paxgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+((b)*(c))/1000	43	1	44
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	10,571	0,250	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	17,51892	333,33089	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	1 851	3	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	135	-120	15
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	6	1	6
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	-97	121	23
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	141	-120	22
I= G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	44	1	45
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	0,882	0	1
K	Valor transferido da UGS I	0	-23	-23
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	46	1	47
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	144	-142	2
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	144	-143	1
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	1	0	1

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-307 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-307 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Paxgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	85	19	104
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	112	-130	-18
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-60	66	6
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	12	0	12
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	21	82	103
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	64	-64	1
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	85	19	104
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	-2	0	-2
I	Valor transferido da UGS II	-2	1	-1
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreproveito	-9	-2	-11
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	92	19	111
L=K+J+I+H-E	Desvio do ano gás s-2	58	-64	-6
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	56	-66	-9
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	8	2	10
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
$R = \frac{L \cdot (1+M) - N}{(1+Q) + O \cdot ((1+M) \cdot (1+Q)) + P \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))}$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	11	3	14

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-308 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-308 - Desvio da aditividade tarifária da Paxgás em 2018

		Unidade: 10 ⁶ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	358
B	Proveitos que resultam da faturação	242
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	116
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	117

4.8.9.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos a faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados enviados pela empresa, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-309 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Paxgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	41	1	42
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	10,509	0,249	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	17,41489	331,35155	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	1 748	4	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	1
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	107	-110	-3
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	0	0	0
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	-66	112	46
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	111	-110	1
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	45	1	47
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-1	1	0	1
K	Valor previsto transferir da UGS l	0	1	1
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	46	1	47
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-1	113	-109	3
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	113	-110	3

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos a faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-310 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Paxgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	82	24	105
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	60	-69	-9
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-37	49	13
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	10	0	10
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	47	44	91
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	34	-20	14
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	82	24	105
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	-1	0	-1
I	Valor previsto transferir da UGS II	-8	-10	-18
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-3	-1	-4
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	82	24	105
L=K+J+H+E	Desvio do ano s-1	22	-31	-9
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	22	-31	-9

4.8.10 SETGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

4.8.10.1 PROVEITOS

O Quadro 4-311 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-311 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021			Variação % [(2)-(1))/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	1 842	1 236	307	1 159	246	1 178	261	1 439	-22%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-149					8 116	-8 294	-178	-
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	624					360	247	607	-
D	Ajustamento relativo ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	134					171	0	171	-
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	1 234	1 236	307	1 159	246	-7 468	8 308	840	-32%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	608					8 646	-8 046	600	-
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	1 842	1 236	307	1 159	246	1 178	261	1 439	-22%

O Quadro 4-312 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-312 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-28	37	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	62	31	-51%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	2 306	2 413	5%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	15	7	-49%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	2 355	2 488	6%

O Quadro 4-313 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-313 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2 ³ /1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	1 074	3	1 077	1 014	3	1 017	1 029	3	1 032	1 130	-9%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	325,168	0,616	325,784	323,542	0,613	324,155					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	24,35537	52,77838	77,13375	24,23400	52,51400	76,74800					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	30 747	44	30 791	28 495	36	28 531					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo participativo, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	5	1	6	8	1	9	7	1	8	2	330%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	129	0	130	129	0	130	129	0	130	134	-3%
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-2 683	2 721	38	200	-
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							25	14	39	115	-66%
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	1 209	4	1 212	1 152	4	1 155	3 824	-2 732	1 092	951	15%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-3 005	2 748	-257	-40	550%
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	1 209	4	1 212	1 152	4	1 155	818	16	834	912	-8%

O Quadro 4-314 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-314 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	1 234	840	-32%
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	2 355	2 488	6%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	951	1 092	15%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	4 539	4 419	-3%

4.8.10.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-315 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-315 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Setgás Comercialização repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+((b)*(c))/1000	1 354	2	1 356
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	331,446	0,520	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	27,855	41,662	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	36 698,750	45,750	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo	0,000	0,000	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0,000	0,000	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	147,721	0,187	148
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-2 557,645	2 649,488	92
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	85,715	8,505	94
G=A+B+C+D-E-F		3 973	-2 655	1 318
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-3212	2654	-558
I = G+H		761	-1	760
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	11,729	0	12
K	Valor transferido da UGS I	0	607	607
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	913	25	937
M=L+K+J-G		-3 049	3 287	238
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-3 091	3 291	200
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)		25	14	39

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-316 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-316 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Setgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	1 704	455	2 160
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	12 238	-12 621	-383
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-1 586	1 085	-502
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	4	0	4
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	-8 951	11 991	3 041
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	10 655	-11 536	-881
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	1 704	455	2 160
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	44	0	44
I	Valor transferido da UGS II	377	504	881
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreprojeito	-205	-55	-260
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	1 851	464	2 316
L=K+J+H-E	Desvio do ano gás s-2	11 017	-11 077	-60
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	11 130	-11 278	-149
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	404	108	512
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%
$R = \frac{L \cdot (1+M) - N}{(1+Q) + O \cdot ((1+M) \cdot (1+Q)) + P \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))}$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	360	247	607

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-317 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-317 - Desvio da aditividade tarifária da Setgás em 2018

		Unidade: 10 ⁶ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	6 720
B	Proveitos que resultam da faturação	6 551
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	169
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	171

4.8.10.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-318 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Setgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	1 259	2	1 262
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	329,478	0,517	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	27,68947	41,41433	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	33 576	46	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo compartilhado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	1	0	1
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	148	0	148
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-2 214	2 401	187
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	48	-3	45
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	3 574	-2 396	1 178
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-2576	2401	-175
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	998	5	1 003
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifa de Comercialização no ano s-1	13	0	13
K	Valor previsto transferir da UGS I	0	290	290
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	892	21	913
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-1	-2 668	2 707	38
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	-2 683	2 721	38

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos a faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-319 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Setgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	1 790	407	2 196
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	8 454	-8 610	-157
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-133	683	550
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	53	0	53
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	-6 584	8 334	1 750
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	8 374	-7 927	447
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	1 790	407	2 196
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	63	0	63
I	Valor previsto transferir da UGS II	-293	-301	-594
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-74	-20	-93
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	1 792	405	2 197
L=K+J+H-E	Desvio do ano s-1	8 073	-8 250	-177
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	8 116	-8 294	-178

4.8.11 SONORGÁS - SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.

4.8.11.1 PROVEITOS

O Quadro 4-320 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-320 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

		Unidade: 10 ⁷ EUR								
	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021		Total (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³			
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	37	87	46	68	27	73	32	105	180%
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	-71					27	-153	-126	-
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	176					182	11	192	9%
D	Ajustamento relativo ao ano s-2, resultante da convergência para tarifas aditivas	36					27	0	27	-26%
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	-104	87	46	68	27	-162	174	11	-111%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	141					235	-142	93	-34%
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	37	87	46	68	27	73	32	105	180%

O Quadro 4-321 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-321 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-1	3	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	1	2	69%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	54	162	201%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	0	1	17%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	55	168	204%

O Quadro 4-322 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-322 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afetos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	319	0	319	265	0	265	278	0	278	118	137%
1	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	37,280	0,000	37,280	37,094	0,000	37,094					
2	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	151,79697	0,00000	151,79697	151,03800	0,00000	151,03800					
3	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	1 854	2	1 856	1 509	1	1 511					
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta função deduzida da amortização do ativo participativo, prevista para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1							-1 129	1 125	-4	2	-266%
F	Ajustamento no ano s dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2							0	1	0	-15	-102%
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e s+1	319	0	320	265	0	265	1 408	-1 125	282	131	116%
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas, relativo ao processo de extinção de tarifas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano t							-1 363	1 126	-237	-102	133%
I=G+H	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano t, pela aplicação da tarifa de Comercialização	319	0	320	265	0	265	45	1	46	29	57%

O Quadro 4-323 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-323 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	-104	11	-
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	55	168	204%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	131	282	116%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	82	461	464%

4.8.11.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-324 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-324 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Sonorgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade $(a)+(b)/(c)/1000$	124	4	129
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	36,899	1,009	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	38,80010	1 121,07256	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	2 257	3	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-1 341	1 357	15
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	5	1	6
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	1 461	-1 354	107
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-1398	1356	-42
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	63	3	66
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	0,118	0	0
K	Valor transferido da UGS I	0	49	49
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	57	4	61
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	-1 404	1 406	3
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-1 411	1 414	2
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	0	1	0

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-325 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-325 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Sonorgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	73	40	112
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	47	-60	-12
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	118	61	179
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	82	0	82
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	-175	39	-136
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	248	1	248
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	73	40	112
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	-3	0	-3
I	Valor transferido da UGS II	-104	-145	-248
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreprojeito	-73	27	-46
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	153	79	232
L=K+J+H-E	Desvio do ano gás s-2	149	-78	71
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	0	-72	-71
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	32	17	49
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%
$\frac{R}{N} = \frac{L \cdot (1+M) - N \cdot (1+Q) + O \cdot ((1+M) \cdot (1+Q)) + P \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))}{N}$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	182	11	192

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-326 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-326 - Desvio da aditividade tarifária da Sonorgás em 2018

		Unidade: 10 ⁶ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	595
B	Proveitos que resultam da faturação	569
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	26
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	27

4.8.11.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-327 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Sonorgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	120	4	124
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	36,680	1,003	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	38,56970	1 114,41556	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	2 155	3	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	0	0	0
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-1 060	1 074	14
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	0	0	0
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	1 181	-1 070	110
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-1110	1073	-37
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	70	3	73
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifa de Comercialização no ano s-1	0	0	0
K	Valor previsto transferir da UGS I	0	44	44
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	58	4	62
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-1	-1 123	1 119	-4
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	-1 129	1 125	-4

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos a faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-328 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Sonorgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	132	79	211
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	70	-73	-4
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	116	-46	69
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	38	0	38
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	-91	199	108
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	223	-120	103
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	132	79	211
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	-1	0	-1
I	Valor previsto transferir da UGS II	-61	-76	-137
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreproveito	-134	44	-90
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	132	79	211
L=K+J+H+E	Desvio do ano s-1	27	-152	-125
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	27	-153	-126

4.8.12 TAGUSGÁS - EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A.

4.8.12.1 PROVEITOS

O Quadro 4-329 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 4-329 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020		Proveitos Permitidos 2021		Proveitos Permitidos 2020-2021			Variação % [(2)-(1))/(1)	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A	716	349	126	315	123	324	124	448	-38%	
B	-71					299	-350	-51	-29%	
C	105					30	82	112	7%	
D	115					68	0	68	-41%	
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	568	349	126	315	123	-73	392	318	-44%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de sustentabilidade de mercados, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano gás t	149					397	-268	129	-13%
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de Energia	716	349	126	315	123	324	124	448	-38%

O Quadro 4-330 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 4-330 - Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t	-10	11	-
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás t	24	10	-60%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no ano gás t	785	672	-14%
D	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no ano gás t	3	1	-51%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	802	694	-14%

O Quadro 4-331 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-331 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2020			Proveitos Permitidos 2021			Proveitos Permitidos 2020-2021			Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Variação % [(2)-(1))/(1)
	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (2)		
A = 1+2*3/1000	290	2	292	271	2	273	276	2	278	302	-8%
1	89,257	0,443	89,700	88,811	0,441	89,252					
2	32,14231	72,53490	104,67721	31,98200	72,17200	104,15400					
3	6 260	20	6 279	5 707	17	5 724					
B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C	1	0	1	0	0	0	0	0	0	35	-
D	27	0	27	27	0	27	27	0	27	29	-9%
E							-622	681	59	-19	-
F							29	5	34	20	-
G=A+B+C+D-E-F	318	2	320	298	2	300	896	-685	212	366	-42%
H							-732	692	-40	-173	-
I=G+H	318	2	320	298	2	300	165	7	172	193	-11%

O Quadro 4-332 apresenta a comparação entre os proveitos incluídos nas tarifas do ano gás 2019-2020 e os proveitos das tarifas do ano gás 2020-2021 da atividade de Comercialização de gás natural.

Quadro 4-332 - Proveitos da atividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020-2021 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, previstos para o ano gás t	568	318	-44%
B	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t	802	694	-14%
C	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	366	212	-42%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	1 736	1 224	-29%

4.8.12.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2018

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-333 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2018 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores reais enviados pela empresa, e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-333 - Ajustamento dos proveitos da função de comercialização da Tagusgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁶ EUR

		2018 Real		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	327	2	328
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	97,590	0,573	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	31,15149	68,75852	
(c)	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	7,357	15	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	5	1	6
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	37	0	37
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-468	477	9
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	-4	-1	-4
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural	840	-474	367
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-664	477	-186
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-2	177	3	180
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano s-2	-0,560	0	-1
K	Valor transferido da UGS I	0	186	186
L	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-2	187	8	196
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-2	-654	668	15
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%
O	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	-686	667	-19
P	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
Q = (M*(1+N)-O)*(1+P)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	29	5	34

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-334 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2018 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-334 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Tagusgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		Real 2018		Total
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	558	162	720
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-1	365	-545	-181
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-139	223	84
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	260	0	260
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	73	485	557
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	486	-322	163
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural, no ano gás s-2	558	162	720
H	Compensação pela aplicação das tarifas de Energia no ano s-2	-11	0	-11
I	Valor transferido da UGS II	-108	-55	-163
J	Valor transferido para o ORD relativo ao sobreproveito	-60	-21	-81
K	Proveitos faturados por aplicação da tarifa de Energia do ano gás s-2	580	159	740
L=K+J+I+H-E	Desvio do ano gás s-2	329	-402	-73
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%	0,577%	0,577%
N	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de s-1	388	-460	-71
O	Acertos de anos anteriores - quantidades	0	0	0
P	Acertos de anos anteriores - valores semestrais	87	25	113
Q	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%	0,533%	0,533%
$R = (L \cdot (1+M) - N) \cdot (1+Q) + O \cdot ((1+M) \cdot (1+Q)) + P \cdot ((1+M) \cdot (1+Q))$	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	30	82	112

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O Quadro 4-335 identifica o desvio apurado para o ano civil de 2018 resultante da existência do mecanismo referido no ponto 4.8.1.2.

Quadro 4-335 - Desvio da aditividade tarifária da Tagusgás em 2018

		Unidade: 10 ⁶ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	1 924
B	Proveitos que resultam da faturação	1 856
C = A-B	Desvio da aditividade tarifária	67
a	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-2 acrescida de <i>spread</i>	0,577%
b	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de S-1 acrescida <i>spread</i>	0,533%
D = C*(1+a)*(1+b)	Desvio da aditividade tarifária atualizado para o ano gás t	68

4.8.12.3 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO ANO CIVIL 2019

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O quadro abaixo permite comparar os proveitos previstos faturar com a aplicação da tarifa de Comercialização no ano civil de 2019 com os proveitos aceites pela ERSE, determinados com base nos valores estimados, e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Nos termos do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos desta atividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 4-336 - Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização da Tagusgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		2019 estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afetos a esta atividade (a)+(b)*(c)/1000	308	2	310
(a)	Componente fixa dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural	97,011	0,570	
(b)	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural - €/cliente	30,96651	68,35023	
(c)	Número de clientes médio, ocorrido para o escalão de consumo j	6 817	21	
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	2	0	2
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	37	0	37
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-1	-454	440	-14
F	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano s-2	1	0	1
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	800	-437	363
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de UGS do Operador da rede de transporte	-598	439	-159
I = G+H	Proveitos a recuperar da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s-1	203	1	204
J	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifa de Comercialização no ano s-1	-2	0	-2
K	Valor previsto transferir da UGS l	0	231	231
L	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de Comercialização no ano s-1	183	9	192
M=L+K+J-G	Desvio do ano s-1	-619	677	58
N	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%
O = M *(1+N)	Ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	-622	681	59

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O quadro infra permite comparar os proveitos previstos a faturar com a aplicação da tarifa de Energia no ano civil de 2019 com os custos de compra e venda de gás natural considerados pela ERSE para esse ano e calcular o ajustamento provisório a repercutir nas tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 4-337 - Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Tagusgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		2019 Estimado		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso	463	175	638
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano s-1	283	-368	-85
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-13	56	43
D	Ajustamento no ano gás s, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	93	0	93
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano s-1	100	487	587
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da rede de transporte dos proveitos do ano s-1	363	-312	51
G=E+F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás s-1	463	175	638
H	Compensação do Comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano s-1	-14	0	-14
I	Valor previsto transferir da UGS II	-29	-29	-58
J	Valor previsto transferir para o ORD relativo ao sobreprojeito	-23	-7	-30
K	Proveitos previstos faturar por aplicação da tarifa de energia no ano s-1	463	175	638
L=K+J+H-E	Desvio do ano s-1	297	-348	-51
M	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 acrescida spread	0,533%	0,533%	0,533%
N = (L*(1+M)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores previstos para o ano s-1	299	-350	-51

5 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

5.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, a ERSE deverá definir, anualmente, custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente. No processo de definição dos custos de referência da atividade de comercialização de gás natural, a ERSE visa, não só o cumprimento do quadro legal, como também a definição de uma base sustentada para cálculo dos proveitos a recuperar pelos comercializadores regulados por aplicação direta da tarifa de comercialização.

Para o cumprimento do requisito legal e do objetivo supras referidos, a ERSE implementou um processo anual de recolha de informação sobre a atividade de comercialização através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás natural. Adicionalmente, a publicação anual de custos de referência para a atividade de comercialização, suportada no processo anual de recolha de informação suprarreferido, também permite obter uma atualização da informação sobre a atividade de comercialização de energia e construir uma base de dados que possibilita aferir a dinâmica desta atividade.

O processo anual de recolha de informação decorre desde 2013 e tem-se caracterizado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado. Na análise efetuada para o ano de 2013, a amostra inicial incluiu os dados de 23 empresas comercializadoras, enquanto para o ano de 2018 a amostra inicial passou a incluir os dados de 49 empresas. Este crescimento foi justificado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado promovido por iniciativas de entidades nacionais, bem como, internacionais.

Tal como anteriormente referido em anteriores análises dos custos de atividade de comercialização do setor elétrico e do setor do gás natural, o incremento do número de comercializadores produz novos desafios ao processo de recolha de informação anual sobre a atividade de comercialização. Importa voltar a referir que os novos operadores tendem a apresentar um menor domínio da terminologia, conceitos e procedimentos de reporte associados ao processo regulatório das diferentes atividades e funções da cadeia de valor da energia elétrica e gás natural. O reporte segmentado da informação que distingue as atividades relacionadas com as aquisições e venda de energia e de acessos às infraestruturas, da estrita atividade de comercialização, constitui um exemplo da complexidade do processo de recolha de informação. Acresce o

facto de alguns operadores estarem integrados em grupos económicos internacionais, com processos de reporte contabilístico distintos.

Assim com o objetivo de obter uma garantia da fiabilidade da informação recebida de forma a atestar que os valores reportados se referem exclusivamente à atividade de comercialização, a ERSE tem desenvolvido diversas interações de clarificação do procedimento de reporte da informação relativa à atividade de comercialização junto dos diferentes participantes neste questionário.

Em 2019, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2018, bem como, solicitou o preenchimento do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2018. Neste processo foram inquiridos um universo de 49 comercializadores (mais 6 relativamente a 2018³⁵), tendo-se obtido 43 respostas. À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressaltar que os dados dos inquéritos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial. A figura seguinte identifica as empresas e/ou os grupos económicos que efetivaram uma resposta ao questionário e/ou procederem à divulgação de informação relativa ao ano de 2018 no contexto do referido questionário.

³⁵ Neste processo deve-se considerar a existência da saída de comercializadores do mercado, bem como, a entrada de novos.

Figura 5-1 – Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



Recorda-se que os dados obtidos das 43 respostas recebidas relativamente à caracterização da atividade comercialização no ano de 2018 foram integradas na base dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Esta base de dados incorpora a informação económica e física sobre atividade de comercialização de energia elétrica e gás natural desde o ano de 2009. Contudo, conforme referido no documento de “Parâmetros de Regulação para o Período de 2020 a 2023”, de maio de 2019, apenas a partir de 2013 os dados apresentam maior consistência para efeitos de comparação entre empresas, pelo que as análises que a ERSE tem vindo a efetuar anualmente têm apenas considerado os dados a partir deste ano. O presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2013 a 2018, resultando numa amostra inicial de 179 observações.

Da análise prévia da amostra observou-se que existem empresas que se apresentam numa fase embrionária da sua atividade e/ou com elevada especificidade da sua atividade operacional (por exemplo, centralização no fornecimento de clientes industriais). Estas especificidades criam significativos enviesamentos nos resultados e o surgimento de observações *outliers* ao nível dos custos unitários apresentados. Neste sentido, tal como ocorreu em anteriores análises, optou-se, pela aplicação da metodologia do *Filtro de Tukey* para se proceder à eliminação destas observações. A aplicação desta metodologia resultou numa amostra de 144 observações.

5.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Nos últimos anos, o setor energético tem sofrido transformações tecnológicas e organizacionais muito significativas. Nas alterações organizacionais destaca-se as *utilities* do setor energético deixaram de ser entendidas como monopólios naturais verticalmente integrados e de propriedade estatal, impactando, na maioria dos países ocidentais, num processo de *unbundling* das diversas atividades do setor: produção, transporte e distribuição e privatização dos mesmos. No caso particular da atividade de comercialização sobressai a introdução do fator competição no mercado retalhista do setor elétrico e gás natural, que no caso dos países da União Europeia tem sido um processo mandatado por Diretivas Europeias.

Neste sentido, tanto a nível europeu, como no caso português em concreto, tem ocorrido um processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de energia elétrica e gás natural. A regulamentação associada ao processo de *switching* dos clientes tem facilitado este processo. Concomitantemente, têm começado a surgir comercializadores com diferentes perfis, quer no que respeita à sua escala, quer em relação às condições de laboração, como ao tipo de serviços prestados.

Esta diversidade de perfis torna expectável que as diferentes empresas apresentem estruturas de gastos mais diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, a localização e a dispersão da atividade, os perfis de consumo da carteira de clientes, a inserção ou não em grupos empresariais, a maturidade, etc.

O Quadro 5-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (do ano 2013 a 2018) considerando três indicadores: número de clientes, custos totais operacionais da atividade de exploração e o custo operacional unitário por cliente. Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 5-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2018 (Preços Constantes de 2020)

Clientes (#)			Custo Total (€)			Custo Unitário por Cliente		
Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores
1%	152	79	1%	20 597	5 562	1%	15,95 €	13,78 €
5%	987	152	5%	59 015	20 295	5%	19,17 €	15,95 €
10%	2 058	223	10%	71 179	34 855	10%	22,23 €	16,84 €
25%	4 541	457	25%	276 526	42 270	25%	32,56 €	17,32 €
50%	34 456	Maiores	50%	1 491 897	Maiores	50%	39,27 €	Maiores
75%	142 175	3 462 983	75%	7 126 641	107 151 416	75%	63,48 €	307,05 €
90%	538 014	3 898 258	90%	24 176 020	126 693 992	90%	145,69 €	343,67 €
95%	2 125 324	4 101 497	95%	50 469 576	130 161 248	95%	234,85 €	362,74 €
99%	4 129 827	4 129 827	99%	132 260 240	134 125 976	99%	434,95 €	434,95 €
Média	304 946	Observações	Média	10 075 629	Observações	Média	70,89 €	Observações
Desvio Padrão	830 109	144	Desvio Padrão	23 864 794	144	Desvio Padrão	81,10 €	144

Fonte: ERSE

Deste modo, na presente secção procura-se analisar a diversidade de perfis na atividade de comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e de gás natural. Para efeitos de análise dos diferentes perfis de consumo, foram tidas em conta as seguintes características diferenciadoras, em linha com o já referido anteriormente:

- **dimensão** – medida pelo número de clientes reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2018,
- **segmento de negócio** – atividade só no setor do gás natural; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores,
- **enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada.

Nas análises efetuadas em anos anteriores foi considerado o fator *inserção em grupo empresarial*. Contudo, dado que o incremento do número e da diversidade de *players* na atividade de comercialização torna mais difícil obter um nível de informação rigoroso sobre a estrutura acionista de todo o universo analisado, optou-se, por prudência, não considerar este fator na análise descritiva como variável distintiva. Contudo, esta opção não inviabilizou que na análise preliminar aos dados da amostra inicial se identificasse a existência de um conjunto de empresas pertencentes a grupos económicos com forte presença nos setores elétrico e do gás natural. No caso destas empresas, observou-se que a sua estrutura de gastos resultava de um processo de decisão ao nível do grupo económico em detrimento de opções individuais de cada empresa que originassem características distintas entre elas. Nestes casos, optou-se por considerar na amostra uma única entidade, o grupo em que se integram e não as empresas individualmente. Este procedimento permitiu produzir uma informação mais robusta, mais fidedigna do desempenho destas empresas.

DIMENSÃO

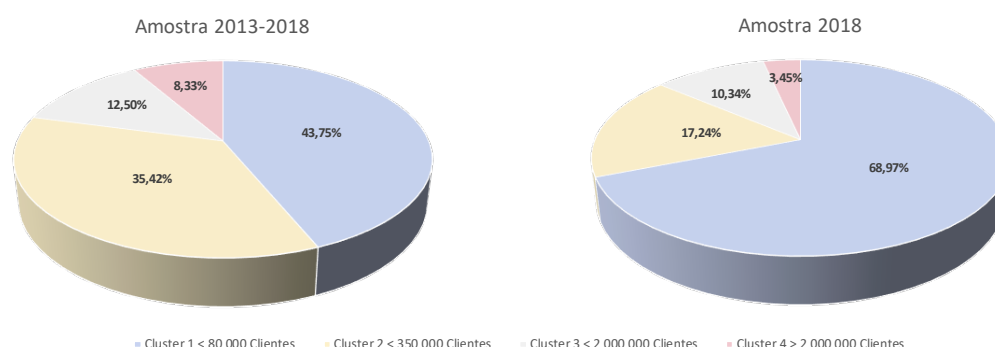
Da análise do Quadro 5-1 observa-se, entre a amostra dos comercializadores, uma elevada heterogeneidade ao nível da sua dimensão. Cerca de 50% das observações corresponde a comercializadores abaixo dos 35 000 clientes. A amostra apresenta uma dimensão média dos operadores a rondar os 305 000 clientes, mas os valores do desvio padrão e dos intervalos dos percentis evidenciam uma elevada dispersão das dimensões dos operadores.

A heterogeneidade observada nos comercializadores presente na amostra ao nível da dimensão, medida pelo número de clientes, torna complexa a análise da performance económica destas empresas ao nível dos gastos operacionais. Uma análise apenas suportada no nível de gastos sem uma prévia consideração do impacto do fator dimensão produzirá resultados e conclusões enviesadas e de reduzida utilidade por se comparar empresas com características distintas. Neste sentido, manteve-se a opção, à semelhança do ocorrido nas análises efetuadas em anos anteriores, de se aplicar uma metodologia estatística de análise de *clusters* para a obtenção de grupos ou classes de dimensão homogéneas dos diferentes comercializadores. Recorde-se que esta metodologia constitui um procedimento que permite constituir grupos homogéneos, recorrendo a um conjunto de variáveis, a partir de uma amostra de indivíduos ou entidades heterogéneas. O resultado final do agrupamento deve permitir que objetos pertencentes a um dado grupo sejam similares ou relacionados e distintos ou não relacionados com os objetos incluídos noutros grupos.

Esta metodologia pode ser dividida em dois grandes métodos: métodos hierárquicos e métodos de otimização da partição ou não hierárquicos (Everitt e al, 2011). Na presente análise utilizou-se o método de classificação por via da otimização, em particular, uma variante ao algoritmo *K-means*. A utilização deste algoritmo justifica-se por ser um método adequado às características da amostra e ser amplamente utilizado dada a estabilidade de soluções que fornece de acordo com Everitt e al, 2011. A variante utilizada foi o *K-medians*. Este procedimento segue basicamente a mesma lógica e procedimento do *K-means* mas permite evitar o possível efeito de valores extremos sobre a solução de *cluster* final (Mooi et al, 2018). Esta opção está relacionada com a heterogeneidade muita elevada do número de clientes apresentados por cada empresa da amostra.

A Figura 5-2 apresenta a caracterização, em termos do número de clientes, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia supra referida

Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

As diferenças apresentadas entre o peso dos *clusters* na amostra resultam dos dados históricos refletirem uma predominância das empresas reguladas e das primeiras empresas de mercado ligadas a grande grupos económicos de maior dimensão comparativamente aos novos operadores. A figura do ano 2018 reflete a entrada significativa de novos operadores. A figura seguinte apresenta a análise descritiva dos diferentes *clusters* considerando três indicadores: número de clientes, custos operacionais e custos unitários. Da análise dos resultados é de realçar a existência de uma relação inversa entre a dimensão e o custo unitário. Este resultado parece justificar a existência de economias de escala.

Quadro 5-2 – Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1 < 80 000 Clientes	Cluster 2 < 350 000 Clientes	Cluster 3 < 2 000 000 Clientes	Cluster 4 > 2 000 000 Clientes
Clientes	Média	12 856	176 765	793 585	3 479 908
	Desvio Padrão	18 943	68 704	446 580	818 255
	Mínimo	79	84 984	359 510	2 125 324
	Máximo	70 287	333 378	1 536 179	4 419 078
Gastos Operacionais	Média	1 309 309 €	9 060 918 €	28 239 053 €	93 619 958 €
	Desvio Padrão	2 214 117 €	6 188 087 €	13 541 868 €	39 479 843 €
	Mínimo	5 646 €	3 180 711 €	13 554 758 €	36 811 516 €
	Máximo	10 240 297 €	31 409 836 €	67 006 132 €	136 146 176 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	121,42 €	53,94 €	42,21 €	26,76 €
	Desvio Padrão	115,94 €	31,31 €	21,20 €	9,40 €
	Mínimo	22,23 €	20,23 €	17,41 €	13,78 €
	Máximo	511,96 €	139,19 €	93,99 €	37,50 €

Fonte: ERSE

SETOR DE ATIVIDADE

Tal como referido em análises anteriores, na avaliação da atividade de comercialização de energia deverá-se ter em consideração a existência de uma característica potencialmente diferenciadora dos

comercializadores de energia, que diz respeito ao segmento de energia onde a empresa desenvolve a sua atividade. No caso do presente estudo, a amostra inclui empresas especializadas na atividade de comercialização no segmento de energia elétrica ou no segmento do gás natural, e empresas a atuarem de forma conjunta nos dois segmentos. Para avaliar estas características manteve-se o procedimento de se classificar as empresas da amostra em três categorias:

- empresas com atividade só no segmento da eletricidade,
- empresas com atividade na eletricidade e gás natural,
- empresas com atividade só no segmento de gás natural.

Recorda-se que, no caso específico da atividade de comercialização de energia no mercado português, uma análise suportada nestes três fatores assume uma maior relevância por se identificar potenciais impactes da categoria onde a empresa se posiciona sobre a sua performance económica medida pelo nível de gastos operacionais. Por exemplo, a atividade de comercialização nos dois segmentos permite a obtenção de economias de gama, proporcionadas particularmente pela utilização de recursos comuns (pessoal, balcões ou agentes de atendimento, etc.). Por outro lado, é ainda necessário ter em conta que o mercado de eletricidade é mais maduro do que o mercado do gás natural, pelo que algumas das empresas especializadas no segmento da eletricidade (sobretudo, as mais antigas) poderão obter vantagens de gastos associadas à maior maturidade deste mercado comparativamente com o mercado de gás natural.

O Quadro 5-3 apresenta uma análise descritiva das três categorias supra indicadas recorrendo aos três indicadores analisados anteriormente no caso da dimensão. Os resultados obtidos na presente análise distinguem-se dos resultados obtidos em anteriores análises no caso do grupo das empresas que atuam, em simultâneo, no segmento elétrico e do gás natural. Recorde-se que os resultados obtidos em análises anteriores permitiram indiciar a existência de economias gama nesta categoria de empresas ao evidenciarem um gasto médio por cliente inferior ao apresentado pelas restantes categorias de empresas. Os resultados atuais revelam um incremento do gasto médio das empresas que atuam, simultaneamente, em ambos os segmentos para valores ao nível do valor apresentado pelas empresas a atuar unicamente na comercialização de eletricidade.

Desta forma, estes dois grupos apresentam um gasto médio por cliente significativamente acima do valor apresentado pelas empresas que atuam unicamente no segmento do gás natural. No entanto, deve-se ressaltar que estes resultados evidenciados pelas empresas que atuam exclusivamente no segmento elétrico ou em ambos os segmentos, em simultâneo, estão influenciados pelos novos comercializadores de

menor dimensão. De facto, a maioria dos novos operadores que integraram a amostra nos últimos dois anos foram para estes dois grupos ou categorias.

Quadro 5-3 – Análise descritiva por Setor de Atividade

		Eletricidade	Gás Natural	Ambos
Clientes	Média	315 240	170 405	857 116
	Desvio Padrão	849 154	186 703	1 322 759
	Mínimo	79	7 643	1 078
	Máximo	4 419 078	652 642	4 129 827
Gastos Operacionais	Média	7 699 452 €	7 795 893 €	31 366 359 €
	Desvio Padrão	13 433 856 €	9 204 935 €	42 977 695 €
	Mínimo	5 646 €	365 311 €	59 619 €
	Máximo	60 894 692 €	33 789 916 €	136 146 176 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	99,85 €	49,33 €	65,77 €
	Desvio Padrão	109,36 €	15,27 €	63,27 €
	Mínimo	13,78 €	32,45 €	17,61 €
	Máximo	511,96 €	93,99 €	307,05 €

Fonte: ERSE

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Na atividade de comercialização de energia elétrica e gás natural coexistem dois regimes de mercado originando dois tipos de comercializadores: mercado regulado e o mercado liberalizado. No primeiro, as empresas atuam na qualidade de comercializador de último recurso e têm que cumprir um conjunto de obrigações de serviço público como, por exemplo, a prestação universal do fornecimento de energia (elétrica ou gás natural). No mercado regulado os preços são fixados anualmente pela ERSE e a licença de comercializador de último recurso é apenas atribuída a um operador por área de concessão. No mercado liberalizado o preço é definido livremente por cada comercializador em ambiente concorrencial e coexistem inúmeros operadores na mesma área geográfica. O processo de liberalização da atividade de comercialização e a extinção gradual das tarifas reguladas tem levado à transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. Neste último, em função do processo suprarreferido de liberalização da atividade de comercialização de energia, encontramos as empresas mais recentes e, conseqüentemente, de menor dimensão, enquanto no mercado regulado operam as empresas mais maduras. Naturalmente estes fatores influem nas características da atividade operacional de cada comercializador. Assim, os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras, além de um menor número médio de clientes, apresentam um gasto médio por cliente significativamente mais baixo.

Quadro 5-4 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório

		Não Regulado	Regulado
Cientes	Média	432 260	499 352
	Desvio Padrão	1 014 469	950 917
	Mínimo	79	7 114
	Máximo	4 129 827	4 419 078
Gastos Operacionais	Média	17 475 377 €	11 176 885 €
	Desvio Padrão	33 777 188 €	13 948 078 €
	Mínimo	5 646 €	346 093 €
	Máximo	136 146 176 €	60 894 692 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	102,21 €	42,26 €
	Desvio Padrão	103,77 €	14,92 €
	Mínimo	20,23 €	13,78 €
	Máximo	511,96 €	66,39 €

Fonte: ERSE

Pelo apresentado neste ponto, à semelhança do ocorrido em análises anteriores, conclui-se que a dimensão continua a apresentar-se como um fator determinante da *performance* económica das empresas, medida pelo seu nível de gastos de exploração por cliente. Mantêm-se também como válidas as conclusões obtidas em análises anteriores e novamente comprovadas com a presente análise que os restantes fatores analisados, designadamente o enquadramento regulatório continua bastante correlacionados com a dimensão das empresas. Todavia, esses fatores são correlacionados entre si, pelo que não poderão ser analisados separadamente.

Desta forma, este fator constituiu, neste contexto, a principal característica diferenciadora tida em conta na análise efetuada de suporte à definição dos custos de referência, que de seguida se apresenta.

5.3 METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

5.3.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DA METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

A ERSE apresentou a fundamentação teórica nos documentos de definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás natural³⁶ da metodologia de aferição destes custos.

³⁶ Ver os documentos “Parâmetros de Regulação para o Período de 2020 a 2023” do setor do gás natural e “Parâmetros de Regulação para o Período de 2018-2020” do setor elétrico.

Recorde-se que esta necessidade de fundamentação da metodologia de cálculo e de definição de custos de referência resulta da diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de energia elétrica. A fundamentação teórica microeconómica de suporte à definição dos custos de referência para a atividade de comercialização tem sido suportada nas funções de custo de curto prazo. Dado que não se obteve evidências que justificassem uma alteração do processo adotado nas análises dos anos anteriores, manteve-se o procedimento que se concretiza no desenvolvimento das seguintes etapas para efeitos de elaboração dos custos de referência para a atividade de Comercialização de gás natural em Portugal para o período de 01 de outubro de 2020 a 30 de setembro de 2021:

1. Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE
2. Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica [indutor de custo (output) e inputs]
3. Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão
4. Matriz de custos médios de referência para a comercialização de eletricidade

TRATAMENTO DOS DADOS RECOLHIDOS NO QUESTIONÁRIO

Tal como referido anteriormente, para o cumprimento da imposição legal da publicação dos custos de referência para a atividade de comercialização, a ERSE implementou um processo de submissão de um questionário para a recolha anual de informação sobre o desenvolvimento desta atividade por cada operador. Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação para a aplicação da metodologia econométrica adotada para definição do custo de referência para a atividade de comercialização.

DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

A fundamentação microeconómica de suporte à definição dos custos de referência para a atividade de comercialização conduziu a utilização de metodologias que incorporam funções de custo de curto prazo. As características da amostra e a revisão da literatura científica sustentaram a decisão de recorrer-se a uma metodologia não paramétrica cuja função objetivo considerada é a minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*. Deste modo, a aplicação desta metodologia implica a definição prévia dos parâmetros relativos aos *inputs* e *outputs*.

Por forma a suportar a definição dos *inputs*, na construção do questionário, houve o propósito das empresas identificarem e desagregarem os custos de exploração em diversas categorias, variáveis e fixos,

e dentro de cada uma destas categorias, a componente direta e indireta. O objetivo desta desagregação era a obtenção de informação dos custos de exploração desagregados por um conjunto de categorias que permitissem caracterizar de uma forma mais precisa as especificidades de cada empresa e, deste modo, identificar a relação dessa especificidade com o nível de custos operacionais, de forma a definir da forma mais adequada quanto possível o perfil de cada empresa. No entanto, apesar do reforço dos esforços desenvolvidos e que levou em 2019 à redução no questionário do número de categorias de desagregação dos gastos operacionais, observaram-se dificuldades e divergências de perceção, entre os intervenientes, sobre o significado de cada categoria, com impacto na forma como os gastos operacionais foram considerados para a atividade de comercialização e repartidos pelas diferentes categorias nas respostas dadas aos inquiridos.

Face ao exposto, a ERSE decidiu continuar a considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões, por esta rúbrica apresentar uma grande volatilidade ao longo do período e ser caracterizada por uma elevada discricionariedade, bem como, as amortizações, por serem uma componente dos custos com capital. Os custos assim obtidos correspondem aos custos de exploração de cada empresa nos anos de 2013 a 2018, a preços constantes de 2020, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas.

Em relação aos *outputs*, a análise dos dados continua a manter como válidas as conclusões apresentadas no documento de “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” e no documento “Parâmetros de Regulação para o Período de 2020 a 2023” relativamente à análise dos potenciais *outputs*. Neste sentido, continua-se a considerar o número médio de clientes como o *output* mais adequado e representativo do nível de atividade dos comercializadores de energia. Consequentemente, para efeitos da presente análise, o custo médio ou custo unitário de um comercializador num determinado período refere-se ao rácio entre o custo de exploração e o número médio de clientes desse comercializador.

DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”

A definição dos níveis de eficiência dos comercializadores tem assentado na realização de *benchmarkings*. Neste sentido, a ERSE tem ponderado as vantagens e as desvantagens dos diferentes tipos de metodologias existentes, designadamente metodologias não paramétricas e paramétricas para a realização destes *benchmarkings*.

No presente estudo, a definição da amostra para aplicação da metodologia de *benchmankings* sofre dois efeitos contrários:

- Incremento do número de observações pelo surgimento de novos *players* na atividade de comercialização,
- Redução do número de observações por via da necessidade que tem existido no tratamento dos dados associados a algumas empresas, designadamente, a situação já referida de existência de empresas comercializadoras a atuarem em áreas geográficas distintas, mas integradas no mesmo grupo económico e onde se verifica que a sua operacionalidade é realizada numa perspetiva centralizada a nível do grupo.

Adicionalmente, a amostra continua a ser bastante heterogénea pela inclusão, em cada ano, de empresas que se encontram em fases embrionárias (o processo de liberalização ainda não alcançou uma fase de maior maturidade e estabilidade) e, em sentido oposto, empresas reguladas que se encontram em *phasing out* da sua atividade. Estes fatores, entre outros, ainda não permitem que a amostra obtida assuma as características econométricas adequadas à aplicação de metodologias paramétricas, pelo que apenas continua a ser possível a utilização de metodologias não paramétricas, em particular, a análise DEA (*Data Envelopment Analysis*).

Face ao exposto, à semelhança do ocorrido nas análises dos anos anteriores, o comercializador teórico eficiente é definido como sendo a empresa virtual, cujo custo médio é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2013 a 2018. Deste modo, o cálculo do custo médio da empresa teórica eficiente exige, em primeiro lugar, a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) ao nível de custos através da utilização da metodologia não paramétrica (análise DEA). Após a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) pela metodologia DEA, seleciona-se o custo médio mais baixo de entre essas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente.

Recorde-se que na metodologia DEA a eficiência é medida relativamente à fronteira eficiente de produção. Neste caso, as diferentes DMU (Decision Making Units) minimizam a utilização de *input(s)* para um dado nível de *output*. A determinação do nível de eficiência nesta metodologia pode ser efetuada, entre outros, recorrendo ao modelo de rendimentos constantes à escala (CRS) ou ao modelo de rendimentos variáveis à escala (VRS). De acordo com Hirschhausen, Cullmann e Kappeler (2006), a segunda abordagem apenas faz sentido no caso em que as empresas não são livres de decidir sobre a dimensão, sendo a primeira abordagem mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa.

Na metodologia DEA, a eficiência técnica global pode ser decomposta em duas componentes mutuamente exclusivas e não aditivas: a eficiência técnica pura e a eficiência de escala. A primeira é obtida estimando a fronteira de eficiência sob a assunção de VRS. Esta mede a eficiência técnica sem o efeito da eficiência de escala e puramente reflete a performance da gestão da empresa na organização dos inputs no processo produtivo. Desta forma, esta medida de eficiência pode ser utilizada para capturar a eficiência nos “processos”. A eficiência de escala fornece a informação sobre a capacidade da gestão da empresa de escolher a dimensão ótima dos recursos utilizados (Kumar e Gulati, 2008, Rugiero, 2011, Umanath e Rajasekar, 2013)

Decorrente do exposto ao longo deste ponto 5.2 evidenciou-se que para a análise da performance económica dos comercializadores o fator dimensão apresenta uma elevada criticidade e complexidade. Deste modo, na análise no âmbito da definição dos custos de referência, tal como referido anteriormente, optou-se por efetuar o tratamento do fator dimensão das empresas através da aplicação da metodologia de análise de *cluster*, que permitirá constituir grupos de empresas de dimensão similar, com a posterior análise dos níveis de eficiência de cada grupo de empresas assumindo-se CRS em cada grupo individualizado (por o fator dimensão ter sido considerado no procedimento inicial).

5.3.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou a ambos. O motivo para esta opção prende-se com o facto de se continuar a considerar que a atividade de comercialização nos dois setores apresenta-se muito similar ao nível da caracterização da atividade operacional e dos indutores de custos, não sendo pertinente a realização da análise e da apresentação dos resultados para os dois setores em separado.

Importa igualmente voltar a referir que os resultados obtidos dependem fortemente das características do mercado. No entanto, não se tendo conseguido apurar relações diretas entre os fatores exógenos e os resultados, a leitura destes deverá ser efetuada com alguma cautela.

Para determinação dos níveis de eficiência técnica aplica-se a metodologia DEA, numa perspetiva *input oriented*, considerando como *output* o número médio de clientes e como *inputs* o nível de custos operacionais evidenciado por cada entidade. As figuras seguintes apresentam o agrupamento nos quatro *clusters* resultantes da aplicação da metodologia de *clusters* com o objetivo de definir grupos de empresas

com dimensão similar. Nas figuras, também se apresenta os resultados da aplicação da metodologia DEA a cada um dos *clusters* definidos. Recorde-se os procedimentos definidos pela ERSE para este tipo de análise:

- obtenção dos resultados para os níveis de eficiência das empresas com a aplicação da metodologia DEA (na opção CRS) a cada grupo de empresas (*cluster*) de forma isolada;
- ordenação das empresas de cada grupo por ordem decrescente do seu nível eficiência;
- definição dos custos de referência de cada grupo.

Na definição dos custos de referência de cada grupo de empresas aplicou-se a seguinte metodologia: cada *cluster* foi categorizado em três níveis de eficiência: o mais eficiente corresponde às empresas com níveis de eficiência referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo *cluster*. As restantes três categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100, respetivamente, dos níveis de eficiência relativa dos comercializadores incluídos no *cluster*.

Os resultados apresentados nas figuras infra (da Figura 5-3 à Figura 5-6) permitem observar uma forte correlação entre o nível do custo de eficiência e a dimensão das empresas ao verificar-se uma redução significativa dos custos de referência com o incremento da dimensão das empresas consideradas mais eficientes de cada grupo. Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão (Figura 5-3 e Figura 5-4) são, respetivamente, os valores unitários de referência de 16,64 euros e 18,21 euros por cliente, comparativamente aos 28,19 euros e 38,97 euros apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (Figura 5-5 e Figura 5-6), respetivamente.

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do gás natural, observa-se que as empresas comercializadoras de último recurso retalhistas (CURR) do Grupo GALP posicionam-se no terceiro cluster. Os restantes CURR posicionam-se no quarto cluster. Este posicionamento das diferentes empresas resulta da dimensão das mesmas, determinada pelo número de clientes, e do *phasing out* da atividade. Estes dois fatores também determinam o comportamento que tem ocorrido nestas empresas em termos do seu nível de eficiência, em termos históricos.

A 15 de julho de 2019 a Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND), comunicou à CMVM a conclusão do processo com a empresa Gásriba, S.A. de aquisição da participação de 58,03% desta última empresa no capital social da Tagusgás. Após a conclusão desta operação, a GGND passou a deter 99,36% do capital social da Tagusgás. Desta forma, 9 dos 11 CURR concessionados ou licenciados a desenvolver a atividade de comercialização de gás natural em Portugal Continental passam a pertencer ao Grupo GALP, restando a EDP Gás SU integrada no grupo EDP e a Sonorgás integrada no Grupo Económico.

Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 > 2 000 000 Clientes³⁷

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo C 2014	3 163 481	15,95 €	1,00	16,64 €	0-20
Empresa / Grupo C 2015	2 125 324	17,32 €	0,92		
Empresa / Grupo A 2015	3 462 983	31,36 €	0,51	31,80 €	20-50
Empresa / Grupo A 2017	4 101 497	32,25 €	0,49		
Empresa / Grupo A 2018	4 129 827	32,97 €	0,48	34,48 €	50-100
Empresa / Grupo A 2016	3 898 258	32,98 €	0,48		
Empresa / Grupo A 2014	2 538 819	37,50 €	0,43		

Fonte: ERSE

Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 > 350 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo C 2017	1 289 929	17,41 €	1,00	18,21 €	0-20
Empresa / Grupo C 2018	1 165 548	17,61 €	0,99		
Empresa / Grupo C 2016	1 536 179	19,60 €	0,89		
Empresa / Grupo B 2014	389 248	34,82 €	0,50	37,26 €	20-50
Grupo GALP CURR (PT 2013)	652 642	36,84 €	0,47		
Grupo GALP CURR (PT 2014)	454 508	40,12 €	0,43		
Empresa / Grupo B 2018	542 935	43,63 €	0,40	56,68 €	50-100
Empresa / Grupo A 2013	1 511 575	44,33 €	0,39		
Empresa / Grupo B 2017	534 905	45,20 €	0,39		
Empresa / Grupo B 2015	548 029	53,02 €	0,33		
Empresa / Grupo B 2016	538 014	59,91 €	0,29		
Empresa / Grupo D 2018	359 510	93,99 €	0,19		

Fonte: ERSE

³⁷ Para a análise da eficiência deste grupo e definição do respetivo custo unitário de referência optou-se por excluir uma observação do ano 2013 dada o valor unitário apresentado pela entidade por ser dissonante, em termos económicos, dos restantes e determinar significativamente o resultado final.

Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo E 2015	280 419	20,23 €	1,00	28,19 €	0-20
Empresa / Grupo B 2013	259 447	20,80 €	0,97		
Empresa / Grupo E 2014	176 981	29,17 €	0,69		
Empresa / Grupo E 2016	273 348	31,08 €	0,65		
Empresa / Grupo E 2018	240 177	31,33 €	0,65		
Empresa / Grupo E 2013	98 593	32,26 €	0,63		
Grupo GALP CURR (PT 2016)	285 014	32,45 €	0,62		
Grupo GALP CURR (PT 2015)	333 378	33,45 €	0,60	36,43 €	20-50
Empresa / Grupo C 2017	264 135	33,61 €	0,60		
Empresa / Grupo D 2013	153 598	34,28 €	0,59		
Empresa / Grupo F 2017	137 679	35,31 €	0,57		
Empresa / Grupo F 2018	138 806	36,77 €	0,55		
EDP GAS SU (PT 2013)	145 544	37,73 €	0,54		
Empresa / Grupo F 2016	136 852	37,89 €	0,53		
Grupo GALP CURR (PT 2017)	256 638	37,89 €	0,53		
Empresa / Grupo F 2013	136 570	38,46 €	0,53		
Empresa / Grupo F 2014	136 541	38,90 €	0,52		
Empresa / Grupo F 2015	136 634	39,37 €	0,51	74,84 €	50-100
Grupo GALP CURR (PT 2018)	236 288	40,47 €	0,50		
Empresa / Grupo D 2014	154 128	41,20 €	0,49		
EDP GAS SU (PT 2014)	84 984	48,13 €	0,42		
Empresa / Grupo L 2018	125 082	57,03 €	0,35		
Empresa / Grupo L 2017	124 136	57,34 €	0,35		
Empresa / Grupo L 2016	123 283	57,76 €	0,35		
Empresa / Grupo D 2015	178 691	58,13 €	0,35		
Empresa / Grupo L 2015	122 707	58,35 €	0,35		
Empresa / Grupo L 2013	121 836	58,86 €	0,34		
Empresa / Grupo L 2014	122 128	60,82 €	0,33		
Empresa / Grupo G 2018	292 747	107,29 €	0,19		
Empresa / Grupo G 2015	91 455	107,67 €	0,19		
Empresa / Grupo D 2017	211 648	108,33 €	0,19		
Empresa / Grupo G 2016	103 624	114,52 €	0,18		
Empresa / Grupo G 2017	153 651	117,77 €	0,17		
Empresa / Grupo D 2016	173 283	139,19 €	0,15		

Fonte: ERSE

Figura 5-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo H 2018	3 317	22,23 €	1,00	38,97 €	0-20
Empresa / Grupo I 2018	4 500	33,27 €	0,67		
Empresa / Grupo J 2018	4 256	37,42 €	0,59		
Empresa / Grupo K 2018	3 905	37,96 €	0,59		
TAGUSGAS (PT 2013)	19 660	39,95 €	0,56		
Empresa / Grupo M 2018	488	42,21 €	0,53		
Empresa / Grupo N 2018	1 569	44,01 €	0,51		
TAGUSGAS (PT 2016)	8 509	45,90 €	0,48		
TAGUSGAS (PT 2017)	7 643	47,80 €	0,47		
TAGUSGAS (PT 2018)	7 114	48,65 €	0,46	57,80 €	20-50
Empresa / Grupo O 2018	4 489	49,28 €	0,45		
TAGUSGAS (PT 2015)	10 051	49,32 €	0,45		
Empresa / Grupo P 2018	2 132	53,51 €	0,42		
EDP GAS SU (PT 2015)	62 988	54,87 €	0,41		
Empresa / Grupo M 2018	1 078	55,31 €	0,40		
TAGUSGAS (PT 2014)	13 599	57,23 €	0,39		
EDP GAS SU (PT 2018)	40 573	62,55 €	0,36		
Empresa / Grupo Q 2018	7 810	62,62 €	0,36		
EDP GAS SU (PT 2016)	51 227	62,95 €	0,35		
Empresa / Grupo M 2018	671	64,01 €	0,35		
Empresa / Grupo R 2015	5 089	64,69 €	0,34		
EDP GAS SU (PT 2017)	44 526	66,39 €	0,33		
Empresa / Grupo S 2018	79	71,47 €	0,31	199,88 €	50-100
Empresa / Grupo T 2017	9 759	74,51 €	0,30		
Empresa / Grupo N 2017	1 183	77,02 €	0,29		
Empresa / Grupo U 2015	723	82,50 €	0,27		
Empresa / Grupo T 2015	8 245	113,34 €	0,20		
Empresa / Grupo T 2016	9 851	114,16 €	0,19		
Empresa / Grupo T 2018	10 250	115,35 €	0,19		
Empresa / Grupo G 2013	63 438	117,55 €	0,19		
Empresa / Grupo W 2018	28 638	141,49 €	0,16		
Empresa / Grupo G 2014	70 287	145,69 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2018	2 080	150,92 €	0,15		
Empresa / Grupo Y 2018	457	167,30 €	0,13		
Empresa / Grupo Z 2015	2 559	198,64 €	0,11		
Empresa / Grupo AA 2015	152	232,39 €	0,10		
Empresa / Grupo AB 2018	5 587	234,85 €	0,09		
Empresa / Grupo AC 2018	1 971	307,05 €	0,07		
Empresa / Grupo AB 2017	4 315	343,67 €	0,06		
Empresa / Grupo AD 2018	987	362,74 €	0,06		
Empresa / Grupo AD 2017	778	434,95 €	0,05		
Empresa / Grupo Z 2018	13 426	511,96 €	0,04		

Fonte: ERSE

Face ao exposto considerou-se que o custo de referência para a determinação dos proveitos permitidos do nível de pressão de BP < 10 000 m³ a recuperar pela tarifa de comercialização deve corresponder ao nível de custo mais eficiente do cluster 3, situando-se em 28,19 €/cliente. O proveito unitário a recuperar por aplicação da tarifa de comercialização para o nível de pressão de BP > 10 000 m³ corresponde ao valor

considerado nas tarifas do ano gás de 2019/2020, ajustado pela variação anual do custo de referência calculado pela ERSE.

Não é por demais salientar que esta análise tem por base um inquérito cujas respostas são da responsabilidade das empresas e que incluem empresas com perfis bastante diferentes, pelo que os resultados obtidos deverão ser interpretados com relativo cuidado.

6 COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

6.1.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os Artigos 109.º ao 112.º do Regulamento Tarifário em vigor, definem as compensações devidas aos operadores de rede de distribuição (ORD), pela aplicação das tarifas UGS I, UGS II>, UGS II<, URT, OLMC e URD, respetivamente.

Os proveitos permitidos dos operadores de rede de distribuição são recuperados através das seguintes parcelas:

- compensação do operador de rede de distribuição k, tendo em conta os valores previstos faturar pelo ORD k, pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema;
- compensação do operador de rede de distribuição k, tendo em conta os valores previstos faturar pelo ORD k, pela aplicação da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema;
- compensação do operador de rede de distribuição k, tendo em conta os valores previstos faturar pelo ORD k, pela aplicação da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema. Esta parcela inclui o sobreproveito transferido pelos CURr mensalmente para os ORD;
- compensação do operador de rede de distribuição k, tendo em conta os valores previstos faturar pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- compensação do operador de rede de distribuição k, tendo em conta os valores previstos faturar pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador;
- compensação do operador de rede de distribuição k, tendo em conta os valores previstos faturar pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

As compensações são apresentadas no Quadro 6-1.

Quadro 6-1 - Compensação entre os ORD repartida por tarifa de UGS I, UGS II>, UGS II<, URT, OLMC e URD
no ano gás 2020-2021

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	OLMC	URD	Total ORD
Beiragás	-53 552	-8 259	-54 096	196 677	11 200	11 672	103 642
Dianagás	2 394	-1 360	-7 025	-3 182	-125	1 621 656	1 612 359
Duriensegás	882	-19 889	-17 957	68 595	2 184	937 836	971 650
REN Portgás Distribuição	532 070	-165 133	-129 998	131 134	-38 429	-13 520 423	-13 190 779
Lisboagás	-1 002 662	-210 980	-400 563	-692 420	-54 173	7 032 513	4 671 715
Lusitâniagás	488 769	-346 367	-438 053	-126 113	80 649	-15 054 694	-15 395 808
Medigás	4 997	-6 692	-17 886	-5 163	-4 986	1 112 613	1 082 882
Paxgás	1 194	-2 289	-7 129	472	-890	777 419	768 777
Setgás	-104 367	847 814	1 225 151	182 046	-4 193	1 264 915	3 411 367
Sonorgás	23 506	-26 760	-52 653	160 520	-6 991	13 209 193	13 306 814
Tagusgás	106 769	-60 084	-99 792	87 432	15 755	2 607 299	2 657 379
Total	0	0	0	0	0	0	0

(a) A parcela UGS II< não inclui sobreprovento

No Quadro 6-2 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD, identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores.

Quadro 6-2 - Compensação entre os ORD no ano gás 2020-2021

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	Pagadores		Total ORD
	Lusitaniagás	REN Portgás Distribuição	
Beiragás	55 818	47 824	103 642
Dianagás	868 364	743 995	1 612 359
Duriensegás	523 299	448 351	971 650
Lisboagás	2 516 034	2 155 681	4 671 715
Medigás	583 205	499 677	1 082 882
Paxgás	414 039	354 739	768 777
Setgás	1 837 252	1 574 115	3 411 367
Sonorgás	7 166 618	6 140 196	13 306 814
Tagusgás	1 431 178	1 226 201	2 657 379
Total	15 395 808	13 190 779	0

6.1.2 TRANSFERÊNCIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA PARA OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Relativamente ao sobreproveito, a metodologia utilizada para as transferências entre comercializadores de último recurso retalhistas para os operadores da rede de distribuição teve como objetivo a minimização dos fluxos financeiros entre empresas. Desta forma, o sobreproveito transferido será do CURr para o respetivo ORD.

No Quadro 6-3 apresenta-se o valor estimado do sobreproveito a receber por cada ORD.

Quadro 6-3 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2020-2021

Unidade: EUR	
Empresas	Sobreproveito
Beiragás	81 597
Dianagás	12 387
Duriensegás	10 547
REN Portgás Distribuição	302 819
Lisboagás	398 059
Lusitâniagás	186 852
Medigás	25 276
Paxgás	6 234
Setgás	117 561
Sonorgás	14 298
Tagusgás	56 178
Total	1 211 810

O valor do sobreproveito deverá ser transferido de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte, aplicadas aos proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 6-4 - Transferências do sobreproveito

Unidade: EUR

Pagadores CUR	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores ORD											
Beiragás	81 597										81 597
Dianagás		12 387									12 387
Duriensegás			10 547								10 547
REN Portgás Distribuição				302 819							302 819
Lisboagás					398 059						398 059
Lusitaniagás						186 852					186 852
Medigás							25 276				25 276
Paxgás								6 234			6 234
Setgás									117 561		117 561
Sonorgás										14 298	14 298
Tagusgás											56 178
	81 597	12 387	10 547	302 819	398 059	186 852	25 276	6 234	117 561	14 298	56 178
% de faturação do CUR a transferir	10,0%	9,5%	2,2%	10,5%	6,1%	7,3%	10,1%	8,5%	8,2%	13,7%	12,6%

6.1.3 TRANSFERÊNCIAS ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

6.1.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTOS EM MP NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO EM AP

De acordo com o previsto no n.º 6 do Artigo 83.º do Regulamento Tarifário, a REN Gasodutos deverá transferir para os operadores de rede de distribuição as verbas relativas à transferência de fornecimento de gás natural em MP para AP. Esta compensação será operacionalizada, transferindo 18,5516% dos proveitos da parcela I dos proveitos da atividade de uso global do sistema do operador da rede de transporte no ano gás de 2020-2021, em função da faturação mensal da tarifa de UGS. O Quadro 6-5 reflete a transferência prevista para o ano gás 2020-2021.

Quadro 6-5 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2020-2021

ORD	Euro	ORD	%
REN Portgás Distribuição	968 336	REN Portgás Distribuição	2,9713%
Lisboagás	127 037	Lisboagás	0,3898%
Lusitaniagás	4 479 840	Lusitaniagás	13,7464%
Setgás	470 596	Setgás	1,4440%
Total	6 045 809	Total	18,5516%

6.1.3.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No Quadro 6-6 apresentam-se os descontos previstos para o ano gás 2020-2021 por operador de rede de distribuição no âmbito da tarifa Social.

Quadro 6-6 - Descontos previstos para o ano gás 2020-2021, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	69 851
Dianagás	14 063
Duriensegás	42 256
REN Portgás Distribuição	231 975
Lisboagás	682 043
Lusitâniagás	254 773
Medigás	27 282
Paxgás	9 553
Setgás	182 743
Sonorgás	10 408
Tagusgás	39 454
Total	1 564 402

De acordo com o previsto nos Artigos 88.º do Regulamento Tarifário em vigor, o operador da rede de transporte deverá transferir com periodicidade mensal para o operador da rede de distribuição k, os montantes de financiamento da tarifa social.

Os montantes alocados ao operador da rede de transporte, aos operadores da rede de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores de mercado apresentam-se seguidamente no Quadro 6-7.

Quadro 6-7 – Repartição do financiamento da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado, no ano gás 2020-2021

Unidade: EUR

	Empresas	Tarifa Social
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos	711 257
Operadores de Rede de Distribuição	Beiragás	10 367
	Dianagás	823
	Duriensegás	1 247
	REN Portgás Distribuição	2 406
	Lisboagás	45 594
	Lusitâniagás	84 391
	Medigás	1 076
	Paxgás	180
	Setgás	68 842
	Sonorgás	18 275
	Tagusgás	12 860
Comercializadores de Último Recurso	Beiragás	496
	Dianagás	76
	Duriensegás	279
	EDP Gás SU	4 043
	Lisboagás	1 616
	Lusitâniagás	143
	Medigás	2 196
	Paxgás	46
	Setgás	108
	Sonorgás	885
	Tagusgás	309
Comercializadores de mercado	EDPGás COM	108 060
	Galp Gás	278 398
	Endesa	76 488
	Gás Natural fenosa	50 272
	EDP Comercial	36 654
	Galp Power	26 787
	Goldenergy	15 886
	Douro Gás Natural	1 139
	ROLEAR	237
	AUDAX PT	66
	AUDAX ES	90
	Iberdrola	1 318
	Luzigas	12
	PH Energia	1 460
	Aldro	17
G9Telecom	0	
TOTAL		1 564 402

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2019.

Os montantes alocados ao operador da rede de transporte, aos operadores da rede de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores de mercado relativos aos ajustamentos da tarifa social devem ser transferidos de acordo com a coluna “total” dos quadros relativos ao financiamento dos ajustamentos da tarifa social de s-1 e s-2 que se encontram no ponto 4.5.2.5.

No Quadro 6-8 apresenta-se o montante da tarifa social relativa ao 1º semestre de 2018 a financiar pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado. Este montante deve ser regularizado junto do operador da rede de transporte, o qual devolverá aos consumidores, através da tarifa de UGS, os montantes que haviam sido financiados pela tarifa relativa ao 1º semestre de 2018 (valor fixado em tarifas 2017-2018 antes da publicação Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado de 2018 que definiu a nova metodologia de financiamento da tarifa social).

Quadro 6-8 – Montante da tarifa social relativa ao 1º semestre de 2018 a financiar pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado

1º sem 2018				
		MWh	%	euros
ORD	Beiragás	904 792	0,5%	4 551
	Dianagás	82 163	0,0%	413
	Sonorgás	112 179	0,1%	564
	Duriensegás	214 952	0,1%	1 081
	Lisboagás	4 559 279	2,7%	22 934
	Lusitaniagás	8 445 005	5,1%	42 480
	Medigás	106 892	0,1%	538
	Paxgás	15 636	0,0%	79
	Portgás	7 086 004	4,3%	35 644
	Setgás	1 913 718	1,2%	9 626
	Tagusgás	1 263 840	0,8%	6 357
MR	BRG	59 023	0,0%	297
	DNG	9 007	0,0%	45
	DRG	33 381	0,0%	168
	LBG	503 524	0,3%	2 533
	LTG	189 832	0,1%	955
	MDG	17 356	0,0%	87
	PTG	260 516	0,2%	1 310
	PXG	5 148	0,0%	26
	SNG	9 514	0,0%	48
	STG	107 015	0,1%	538
	TGG	37 856	0,0%	190
ML	EDPGás COM	12 769 842	7,7%	64 234
	EDP Comercial	3 531 550	2,1%	17 764
	Galp Gás	28 530 193	17,2%	143 511
	Galp Power	2 521 049	1,5%	12 681
	Endesa	13 656 015	8,2%	68 692
	Gás Natural fenosa	4 326 451	2,6%	21 763
	Iberdrola	9 547	0,0%	48
	Incrygas	151 809	0,1%	764
	Goldenergy	1 518 147	0,9%	7 637
	Cepsa	2 708 353	1,6%	13 623
	Gás do Mário	628	0,0%	3
	Rolear	23 003	0,0%	116
	AUDAX	31 753	0,0%	160
	PH Energia	31 422	0,0%	158
	Ecochoice	692	0,0%	3
Crieneco	22 277	0,0%	112	
ORT	REN	70 486 385	42,4%	354 557
Total		166 255 748	100%	836 292

6.1.4 COMPENSAÇÕES E TRANSFERÊNCIAS DOS COMERCIALIZADORES

Os proveitos permitidos dos comercializadores são recuperados através das seguintes parcelas:

- aplicação das TVCF;
- compensação pela aplicação da tarifa de Energia, tendo em conta os valores previstos faturar pelos CUR retalhistas por aplicação desta tarifa e os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, nos termos do Artigo 108.º do Regulamento Tarifário em vigor;
- compensação pela aplicação da tarifa de Comercialização, tendo em conta os valores previstos faturar pelos CUR retalhistas por aplicação desta tarifa e os proveitos permitidos da função de Comercialização, nos termos do Artigo 113.º do Regulamento Tarifário em vigor;
- diferencial positivo ou negativo, dos proveitos da função de Comercialização, definido para efeitos do equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso, relativo ao processo de extinção das TVCF, nos termos dos Artigos 106.º do Regulamento Tarifário em vigor. Estes valores são transferidos mensalmente entre os ORT e CUR, proporcionalmente ao valor faturado com a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de gás natural, dos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de sustentabilidade de mercado, nos termos dos Artigos 100.º, 101.º e 103.º do Regulamento Tarifário em vigor. Estes valores são transferidos mensalmente entre os ORT e CUR, proporcionalmente ao valor faturado com a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 6-9 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás
2020-2021

Unidade: EUR

CUR	Função CVGN CUR		Função Comercialização CUR		Total CUR
	Energia Compens. CUR	UGS II Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CUR	UGS I Equilib. CUR TVCF	
CURg	0	4 959 477	0	0	4 959 477
Beiragás	-3 270	301 117	-1 850	57 653	353 650
Dianagás	575	-81 007	1 228	31 391	-47 813
Duriensegás	-9 489	20 447	-1 210	-16 032	-6 284
Lisboagás	-24 059	-4 106 995	9 512	619 940	-3 501 602
Lusitaniagás	12 600	-6 565 457	2 133	65 075	-6 485 648
Medigás	12 139	-109 637	721	-9 147	-105 923
Paxgás	4 243	-122 059	1 291	-12 582	-129 107
EDP Gás SU	-56 000	-729 369	-8 704	-12 027	-806 100
Setgás	55 157	-599 783	12 841	257 405	-274 379
Sonorgás	7 378	-93 191	-15 410	236 812	135 589
Tagusgás	725	-129 364	-554	39 665	-89 528
TOTAL	0	-7 255 820	0	1 258 153	-5 997 667

Sublinhe-se que os valores apresentados no Quadro 6-9 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados no ponto seguinte.

A metodologia utilizada nas transferências para os comercializadores tem como objetivo a minimização dos fluxos financeiros entre empresas. Este exercício processa-se por duas vias:

- em primeiro lugar, considera-se a transferência para os diversos Grupos empresariais envolvidos, tendo-se selecionado no Grupo Galp a Lisboagás como intermediária nestas transferências, particularmente no que se refere aos comercializadores de último recurso retalhistas;
- em segundo lugar, os fluxos financeiros devidos a compensações foram integrados proporcionalmente ao seu valor nas transferências devidas às parcelas I e II da UGS. Como a soma das compensações é nula esse procedimento não altera os valores totais relativos a estas parcelas.

O Quadro 6-10 apresenta os valores estimados das transferências devidas a cada CUR, de acordo com os pressupostos descritos no ponto anterior.

Quadro 6-10 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		4 959 477	4 959 477
Lisboagás	1 057 482	-11 344 115	-10 286 634
EDP Gás SU	-20 731	-785 369	-806 100
Sonorgás	221 402	-85 813	135 589
Total	1 258 153	-7 255 820	-5 997 667

Os quadros seguintes apresentam os valores das transferências relativas à UGS I e UGS II, identificando respetivamente os operadores pagadores e os recebedores. Refira-se que, no caso das transferências relativas à UGS II, foram identificados separadamente os valores que respeitam aos ajustamentos dos CUR (Quadro 6-12), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 6-13).

Quadro 6-11 - Transferências relativas à UGS I

Unidade: EUR

	Pagadores	
	REN	EDP Gás SU
Recebedores		
Lisboagás	1 057 482	0
Sonorgás	200 671	20 731
Total	1 258 153	20 731

Quadro 6-12 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	Pagadores		
	Lisboagás	EDP Gás SU	Sonorgás
REN	6 384 638	785 369	85 813
Total	6 384 638	785 369	85 813

Quadro 6-13 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	Pagadores	
	REN	
CURg	299 441	
Total	299 441	

No caso concreto do Grupo Galp, os valores a transferir pela Lisboagás às restantes empresas do grupo seguirão as seguintes regras:

- para as compensações o valor corresponde ao montante fixado pela ERSE; e
- para as transferências das UGS, o montante corresponde à proporção dos valores no total do agregado a transferir pelos CUR do Grupo Galp, de acordo com o apresentado no Quadro 6-9.

No caso da REN os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação, conforme Quadro 6-14. Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 6-13. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 6-12, referentes às transferências de UGS II.

Quadro 6-14 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem

	REN UGS I
Lisboagás	3,245%
Sonorgás	0,616%
Total	3,861%

6.1.5 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DE TERMINAL DE GNL E O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A ERSE introduziu no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 um mecanismo que permite atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia regaseificada do Terminal de GNL. Este mecanismo simétrico está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGSI, ou da recuperação de parte dos proveitos da tarifa de UGS I através dos Terminal de GNL.

No ano gás de 2020-2021 cerca de 12% dos proveitos permitidos da REN Atlântico serão recuperados pela REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do Sistema. Assim, mensalmente a REN Gasodutos deverá transferir para a REN Atlântico um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 6-15.

Quadro 6-15 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e operador de Terminal de GNL

unidade: euro	
Pagador	REN Gasodutos
Recebedor	
REN Atlântico	4 155 128

6.1.6 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO E O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A ERSE introduziu no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 um mecanismo que permite atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia armazenada do Armazenamento Subterrâneo. Este mecanismo simétrico está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Armazenamento Subterrâneo relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Armazenamento Subterrâneo que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGSI.

No ano gás de 2020-2021 cerca de 13% dos proveitos recuperados pela REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN serão transferidos da REN Armazenagem. Assim, mensalmente a REN Armazenagem deverá transferir mensalmente para a REN Gasodutos um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 6-16.

Quadro 6-16 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo

<div style="text-align: right;">Pagador</div> <div style="text-align: left;">Recebedor</div>	REN Armazenagem
REN Gasodutos	4 155 128

7 INFORMAÇÃO RECEBIDA

7.1 CONSIDERAÇÕES GENÉRICAS

Para a determinação dos proveitos permitidos, as empresas reguladas do SNGN tem obrigações ao nível da prestação de informação estipulada nas secções II a IX do capítulo VI e do Artigo 192.º do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, em vigor.

Sublinhe-se que a legislação em vigor, nomeadamente, os Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração introduzida pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, bem como os Decretos-Lei n.ºs 30/2006, de 15 de fevereiro e 140/2006 de 26 de julho, nas redações vigentes, são claros no que respeita à obrigação dos agentes em fornecer toda a informação para fins regulatórios.

De acordo com a Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o regime sancionatório do setor energético, a falta de colaboração ou prestação de informação solicitada pela ERSE no exercício das suas funções e a que os agentes estejam obrigados nos termos da lei ou dos regulamentos em vigor, são contraordenações muito graves puníveis com coimas.

Assim, de acordo com o Regulamento Tarifário a informação a disponibilizar deverá conter:

- valores dos ativos imobilizados, amortizações e participações ao investimento, desagregados por atividades quando aplicável;
- valores previsionais dos investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados por atividades, quando aplicável;
- balanços de gás;
- balanço da atividade;
- demonstração dos resultados por atividade;
- taxas de inflação utilizadas nas projeções efetuadas pelas empresas;
- chaves de repartição dos custos comuns;
- chaves de repartição dos imobilizados e investimentos em áreas comuns;

- relatório com a justificação e discriminação dos critérios subjacentes à elaboração da informação disponibilizada;
- caracterização física dos investimentos efetuados e propostos;
- relatórios de auditoria com a certificação das contas reguladas para o ano t-2, evidenciando as diferenças entre as contas estatutárias e as contas reguladas.

Relativamente à receção da informação para determinação dos proveitos permitidos para os anos 2020 e 2021 e os ajustamentos dos anos civis 2018 (s-2) e 2019 (s-1), destacam-se as seguintes ocorrências:

- a informação enviada à ERSE de uma forma genérica corresponde ao solicitado nos termos do Regulamento Tarifário, com a exceção da situação desenvolvida na parte final deste capítulo;
- os prazos de envio de informação estabelecidos regulamentarmente foram, na generalidade, respeitados pelas empresas;

Relativamente aos pedidos de informação complementar e aos pedidos de esclarecimento efetuados pela ERSE, houve de um modo geral por parte das empresas reguladas um esforço no sentido de atempadamente responderem às questões colocadas. Refira-se, no entanto, algumas situações que obrigaram a alteração na apresentação de mapas auditados. Algumas situações recorrentes são desenvolvidas no ponto seguinte.

Esta circunstância, revela mais uma vez que é de extrema importância a qualidade dos relatórios de auditoria apresentados pelas empresas reguladas, nomeadamente, no que respeita ao rigor colocado na apresentação da informação financeira em conformidade com o solicitado nas normas complementares de relato financeiro. Situações idênticas ocorreram na informação previsional.

Refira-se que o Regulamento Tarifário em vigor refere a necessidade de prestação de informação por parte das empresas, procurando uma maior transparência na informação, económica, por forma a diminuir o risco de subsidiação das atividades não reguladas das empresas, através das suas atividades reguladas. Assim, é importante que as empresas prestem ao regulador toda a informação prevista regulamentarmente nos prazos definidos para o efeito. É também necessário que os pedidos de esclarecimentos efetuados pela ERSE, relativamente à informação entendida necessária para efeitos regulatórios, sejam respondidos pelas empresas reguladas de forma célere e objetiva.

7.2 INFORMAÇÃO PRESTADA PELAS EMPRESAS DO GRUPO GALP

O Grupo Galp tem recorrentemente questionado a ERSE sobre as razões desta Entidade Reguladora não considerar todos os valores reportados pelas empresas deste grupo nas normas complementares. O argumento principal apresentado pela GGND e respetivos Comercializadores de Último Recurso retalhista (CURr) é que a informação reportada está auditada por entidades externas competentes e de reconhecida independência.

A ERSE recorda que o reporte de informação auditada por uma entidade independente constitui um princípio basilar e uma exigência mínima em processos desta natureza, em que há assimetria de informação, porque a empresa regulada dispõe, sempre, de mais informação do que o regulador.

Assim, o reporte de informação financeira para as partes interessadas de qualquer entidade é sempre auditado de modo a transmitir uma garantia mínima de que as mesmas apresentam a situação verdadeira da entidade regulada. No entanto, esta garantia por natureza não é total, acarretando sempre riscos, designadamente do procedimento de auditoria não conseguir detetar inconformidades existente ou o risco operacional da própria entidade auditora.

Adicionalmente, o reporte de contas reguladas auditadas não significa a inclusão nos proveitos permitidos dos respetivos valores económicos reportados.

O regulador no desempenho das suas funções estatutária e legalmente definidas deve proceder a uma avaliação da racionalidade económica dos valores reportados e exercer a sua capacidade discricionária relativamente ao tratamento destes montantes, tendo em conta os princípios legais e regulamentares que regem a atividade de regulação.

No caso particular da informação reportada pela GGND e respetivos CURr, importa salientar que a defesa que este grupo faz da integridade das contas auditadas que reporta ao regulador colide com as inconformidades que estas contas têm apresentado em exercícios anteriores. Estas inconformidades puseram em causa a fiabilidade da informação reportada à ERSE, mesmo estando auditada por uma entidade independente. Este facto originou que o Grupo GALP tenha sido objeto de comunicação expressa por parte da ERSE (nossa referência ET-2016-685, de 01/07/2016). Além da recorrência dessas inconformidades, os relatórios de conclusões factuais que acompanham a informação regulada nem sempre correspondem ao definido no Regulamento Tarifário, uma vez que não expressavam uma opinião de auditoria. Esta situação culminou com solicitação à GGND, no início de 2017, do envio de novos

relatórios, a certificar as contas reguladas do ano de 2015 acompanhadas de relatório dos auditores com o requisito de que os mesmos tinham que expressar formalmente uma opinião.

Esta prática entre algumas empresas reguladas levou a ERSE a solicitar à OROC a emissão de um Guia de Aplicação Técnica específica (GAT) para as contas reguladas por forma a garantir uma exigência e qualidade mínima da certificação por entidade independente do reporte para efeitos regulatórios. A GAT n.º 15 (Outros Trabalhos de Garantia de Fiabilidade Contas Regulares – ERSE) foi publicada pela OROC a 3 de outubro de 2018 e aplicável a trabalhos relatados a partir desta data.

No reporte das contas reguladas auditadas para as presentes tarifas detetou-se em algumas empresas do daquele Grupo ajustamentos materialmente relevantes no procedimento de especialização utilizados nestas empresas que apresentam impacto em correções de relevo nos montantes de gastos e rendimentos reportados por estas empresas. Estes ajustamentos procuraram corrigir erros ocorridos ao longo de vários anos indiciando que os valores reportados no passado não estariam em conformidade. Este facto levou a ERSE a solicitar à GGND informações complementares sobre os registos contabilísticos e os documentos de suporte ao procedimento de especialização das empresas deste grupo. Neste momento, a ERSE encontra-se a analisar a informação recebida, estando a decorrer análises aprofundadas dos dados económico-financeiros relativos aos ORD da GGND e respetivos CUR. Neste sentido, a ERSE reserva-se na possibilidade de proceder a uma revisão dos valores dos ajustamentos referentes ao ano 2018 em função dos resultados que forem alcançados.