

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL
PARA O ANO GÁS 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023**

Maio 2019

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Principais alterações regulamentares	2
0.2	Variações tarifárias	4
0.3	Proveitos permitidos e proveitos a recuperar no setor do gás natural.....	7
1	INTRODUÇÃO	13
2	PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS NATURAL	17
2.1	Determinantes da evolução dos proveitos permitidos	17
2.2	Atividades reguladas.....	41
2.3	Proveitos para cada atividade.....	45
2.3.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	46
2.3.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	47
2.3.3	Operação Logística de Mudança de Comercializador	48
2.3.4	Gestão Técnica Global do SNGN.....	49
2.3.5	Transporte de gás natural.....	51
2.3.6	Distribuição de gás natural	52
2.3.7	Compra e Venda de gás natural.....	57
2.3.8	Comercializador de último recurso grossista.....	57
2.3.9	Comercializador de último recurso retalhista.....	58
2.4	Parâmetros para a definição das tarifas.....	63
2.5	Compensação e transferências entre entidades reguladas	72
2.5.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	72
2.5.2	Transferência dos Comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição.....	73
2.5.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição.....	76
2.5.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP.....	76
2.5.3.2	Financiamento da tarifa social.....	77
2.5.4	Compensações e transferências dos Comercializadores	84
2.5.4.1	Transferências para os Comercializadores no período de julho a setembro de 2019	86
2.5.4.2	Transferências para os Comercializadores no ano gás 2019 a 2020	90
2.5.5	Transferência entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte.....	92

2.5.6	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de armazenamento subterrâneo.....	93
3	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2019-2020.....	95
3.1	Tarifas de Acesso às Redes e Infraestruturas de Gás Natural	101
3.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.....	101
3.1.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL.....	102
3.1.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL	102
3.1.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL	103
3.1.1.4	Preços dos Serviços Agregados	104
3.1.1.5	Preço de Trocas Reguladas de GNL	105
3.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	106
3.1.3	Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador.....	107
3.1.4	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural	108
3.1.4.1	Tarifa de Operação Logística de mudança de Comercializador	108
3.1.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	108
3.1.4.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	111
3.1.5	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.....	120
3.1.5.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	120
3.1.5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	120
3.1.5.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	123
3.1.5.4	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	124
3.1.6	Tarifas de Acesso às Redes	127
3.1.6.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	127
3.1.6.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	128
3.1.6.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	131
3.2	Tarifa Social	132
3.2.1	Tarifa Social de Acesso às Redes.....	134
3.2.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	135
3.3	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais.....	138
3.3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas	138
3.3.1.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³	141
3.3.1.2	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	145

3.3.2	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	146
3.3.2.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	146
3.3.2.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	147
3.3.2.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	147
3.3.2.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	148
3.3.2.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10000 m ³	148
4	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2019-2020.....	151
4.1	Enquadramento regulamentar	151
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas	151
4.3	Preços a vigorar no ano gás 2019-2020	152
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural	152
4.3.2	Encargos com a rede a construir	153
4.3.3	Preço de leitura extraordinária.....	153
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	154
4.3.5	Fatores a considerar para o cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n).....	154
4.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural	155
5	CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA.....	159
6	ANÁLISE DE IMPACTES.....	167
6.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade.....	168
6.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes	172
6.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de Acesso Às Redes.....	172
6.2.2	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2019-2020.....	176
6.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	178
6.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais.....	178
6.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	182
6.3.3	Evolução do preço médio das Tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais em BP< entre o ano gás 2008-2009 e o ano gás 2019-2020	183
6.4	Impacte no preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	185

6.4.1	Evolução do preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	185
6.4.2	Estrutura do preço médio da tarifa transitória de venda a clientes finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	186
ANEXOS		189
ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES		191
ANEXO II SIGLAS		197
ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES		203
ANEXO IV PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023		207
ANEXO V COMENTÁRIOS ERSE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023		273
I.	ENQUADRAMENTO.....	275
II.	ESPECIALIDADE	276

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	5
Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes	5
Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade	6
Quadro 0-4 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	6
Quadro 0-5 - Variação anual da tarifa de Comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	7
Quadro 0-6 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2019-2020 por atividade.....	10
Quadro 0-7 - Proveitos permitidos para o ano gás 2019-2020 por atividade.....	11
Quadro 2-1 - Principais indicadores.....	18
Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas.....	19
Quadro 2-3 - Custos das infraestruturas de gás natural	23
Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2019-2020.....	26
Quadro 2-5 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos.....	27
Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas.....	28
Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados.....	28
Quadro 2-8 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2019-2020.....	31
Quadro 2-9 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2019-2020.....	32
Quadro 2-10 - Transferências para a parcela I da UGS	35
Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020	36
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020	37
Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020	37
Quadro 2-14 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020.....	38
Quadro 2-15 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos “Impacte global nos proveitos permitidos e tarifas” Primeiro cenário - Efeito das reavaliações sucessivas e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos.....	41
Quadro 2-16 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural.....	42
Quadro 2-17 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	47
Quadro 2-18 - Proveitos da REN Armazenagem	48
Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	49

Quadro 2-20 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	50
Quadro 2-21 - Proveitos da atividade de Transporte de gás natural	51
Quadro 2-22 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural	53
Quadro 2-23 - Custos das infraestruturas de gás natural	57
Quadro 2-24 - 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.....	58
Quadro 2-25 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural de Comercializador de último recurso retalhista	59
Quadro 2-26 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista	61
Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2019-2020.....	63
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2019-2020	69
Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2019-2020	69
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do SNGN a vigorar no ano gás 2019-2020.....	69
Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2019-2020.....	70
Quadro 2-32 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2019-2020	70
Quadro 2-33 - Parâmetros do Comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2019-2020.....	71
Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2019-2020	72
Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2019-2020	72
Quadro 2-36 - Compensação entre os ORD – julho a setembro de 2019.....	73
Quadro 2-37 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2019-2020	74
Quadro 2-38 - Transferências do sobreproveito.....	74
Quadro 2-39 - Sobreproveito a transferir, por ORD – julho a setembro de 2019.....	75
Quadro 2-40 - Transferências do sobreproveito – julho a setembro de 2019.....	75
Quadro 2-41 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2019-2020.....	76
Quadro 2-42 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD – julho a setembro de 2019	76
Quadro 2-43 - Descontos previstos para o ano gás 2019-2020, no âmbito da tarifa Social	77
Quadro 2-44 - 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 2019-2020	78

Quadro 2-45 - Ajustamento 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 estimado para 2018.....	80
Quadro 2-46 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2018	81
Quadro 2-47 – Montantes a transferir no âmbito da tarifa Social, por operador de rede de distribuição k.....	81
Quadro 2-48 – Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte, no âmbito da tarifa Social, referentes ao ajustamento de 2017, para o operador de rede de distribuição k	82
Quadro 2-49 – Descontos previstos no âmbito da tarifa social – julho a setembro de 2019	82
Quadro 2-50 - 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 – julho a setembro de 2019.....	83
Quadro 2-51 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no período de julho a setembro de 2019.....	85
Quadro 2-52 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2019-2020...86	
Quadro 2-53 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II	87
Quadro 2-54 - Transferências relativas à UGS I	88
Quadro 2-55 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	88
Quadro 2-56 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG.....	89
Quadro 2-57 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem.....	89
Quadro 2-58 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II	90
Quadro 2-59 - Transferências relativas à UGS I	91
Quadro 2-60 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	91
Quadro 2-61 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG.....	91
Quadro 2-62 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem.....	92
Quadro 2-63 - Transferências entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte.....	93
Quadro 2-64 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador de armazenamento subterrâneo	94
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas.....	96
Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de recepção de GNL	102
Quadro 3-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL	102
Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL	103

Quadro 3-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN	103
Quadro 3-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL.....	104
Quadro 3-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas	104
Quadro 3-8 - Preços dos serviços agregados	104
Quadro 3-9 - Preço das trocas reguladas de GNL	106
Quadro 3-10 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	107
Quadro 3-11 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	107
Quadro 3-12 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	108
Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	108
Quadro 3-14 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	109
Quadro 3-15 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	110
Quadro 3-16 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	110
Quadro 3-17 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema	110
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	112
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída	114
Quadro 3-20 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada e ponto de saída.....	115
Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (redes de Distribuição, clientes em AP e instalações abastecidas por UAG).....	118
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	120
Quadro 3-23 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	121
Quadro 3-24 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	122
Quadro 3-25 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição.....	122
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	123
Quadro 3-27 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP ...	125
Quadro 3-28 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	125
Quadro 3-29 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	125
Quadro 3-30 - Preços da tarifa de URD em BP >.....	126
Quadro 3-31 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	126

Quadro 3-32 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	126
Quadro 3-33 - Preços da tarifa de URD em BP <.....	127
Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2019-2020.....	127
Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2019-2020.....	128
Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2019-2020.....	128
Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2019-2020.....	128
Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2019-2020 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	129
Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2019-2020 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	129
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2019-2020.....	129
Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2019-2020 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	129
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2019-2020 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	130
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2019-2020.....	130
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2019-2020.....	132
Quadro 3-45 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural.....	134
Quadro 3-46 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes.....	135
Quadro 3-47 - Desconto da tarifa social.....	135
Quadro 3-48 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	135
Quadro 3-49 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	136
Quadro 3-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	136
Quadro 3-51 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal.....	136
Quadro 3-52 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboaagás.....	136
Quadro 3-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	137
Quadro 3-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	137

Quadro 3-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás.....	137
Quadro 3-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás	137
Quadro 3-57 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	138
Quadro 3-58 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	138
Quadro 3-59 - Fatores de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2019	140
Quadro 3-60 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2019.....	141
Quadro 3-61 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	141
Quadro 3-62 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	141
Quadro 3-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	142
Quadro 3-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal	142
Quadro 3-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboaagás.....	142
Quadro 3-66 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	143
Quadro 3-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	143
Quadro 3-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás	143
Quadro 3-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	144
Quadro 3-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	144
Quadro 3-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás.....	144
Quadro 3-72 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	145
Quadro 3-73 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	146
Quadro 3-74 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	147
Quadro 3-75 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	148
Quadro 3-76 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	148
Quadro 3-77 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	149
Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2019-2020)	152
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2019-2020)	153
Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2019-2020).....	153

Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2019-2020).....	154
Quadro 4-5 - Valores de referência	156
Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência	157
Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna (sem UAG de Socorridos).....	160

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Proveitos do setor do gás natural.....	8
Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses	20
Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent.....	21
Figura 2-3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	22
Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil.....	24
Figura 5-1 – Custo aceite com transporte de GNL em camião cisterna e custo com a tarifa de acesso	161
Figura 6-1 – Explicitação da variação tarifária	168
Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão.....	169
Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	170
Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	171
Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....	171
Figura 6-6 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais ≤ 10 000 m ³	172
Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente	173
Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores	174
Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão	174
Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	175
Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	175

Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	176
Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes	177
Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	177
Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	178
Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, no ano gás 2019-2020.....	179
Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão, no ano gás 2019-2020.....	179
Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores	180
Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP .	180
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP	181
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>	181
Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<	182
Figura 6-23 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.....	183
Figura 6-24 - Evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2019).....	184
Figura 6-25 - Evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2019).....	185
Figura 6-26 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	186
Figura 6-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	187

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2019-2020 e dos parâmetros para o período de regulação 2020-2023, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a 1 de abril de 2019 à apreciação do Conselho Tarifário e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023”. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 30 de abril.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos. Até 1 de junho a ERSE elabora a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2019-2020 e os parâmetros para o período de regulação 2020-2023 e aprova a respetiva diretiva para publicação em Diário da República, conforme se dispõe no Regulamento Tarifário e nos seus Estatutos.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2019-2020 das tarifas e preços de gás natural, dos proveitos permitidos associados às atividades reguladas e dos preços dos serviços regulados, tendo por base os parâmetros propostos para o período de regulação 2020-2023. Este documento é complementado por um conjunto de documentos que justificam os pressupostos e as decisões adotadas e que fazem parte integrante das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020.

A presente aprovação de tarifas integra as alterações resultantes da consulta pública à revisão regulamentar ao Regulamento Tarifário, que decorreu entre janeiro e março de 2019 que, entre outras matérias, completa o processo de alteração da metodologia relativa à estrutura das tarifas de uso da rede de transporte, decorrente da implementação do Código de Redes de Tarifas, as alterações preconizadas para o novo período de regulação, a alteração do período de vigência das tarifas reguladas e a alteração da duração do período de regulação de 3 para 4 anos, o qual se iniciará em 1 de janeiro de 2020.

Importa ainda salientar que, face aos novos períodos de vigência da aplicação das tarifas, coincidentes com o ano de atribuição de capacidade (05h00 UTC de 1 de outubro de 2019 às 05h00 UTC de 1 de outubro de 2020), e o novo período de regulação para efeitos de definição dos parâmetros de proveitos permitidos, coincidente com o ano civil, há necessidade de prever a extensão do período de vigência das tarifas

reguladas relativas ao ano gás 2018-2019 até 30 de setembro de 2019 e o correspondente período de regulação até 31 de dezembro de 2019.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 são:

1. Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023;
2. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural;
3. Parâmetros de regulação para o período 2020-2023;
4. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2019-2020;
5. Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020;
6. Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural.

0.1 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES REGULAMENTARES

A ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar relativa a matérias do âmbito de aplicação do Regulamento Tarifário (RT), bem como aos Regulamentos de Relações Comerciais (RRC) e de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII) de gás natural.

As matérias regulamentares aprovadas, com maior relevo na presente decisão tarifária, são as seguintes:

- Alteração do período de vigência de todas as tarifas reguladas de gás natural de 1 de julho a 30 de junho do ano seguinte, para 1 de outubro a 30 de setembro do ano seguinte.
- Eliminação do preço de energia e dos escalões de consumo da tarifa de uso da rede de transporte;
- Eliminação da opção tarifária de curtas utilizações na tarifa de uso da rede de transporte;
- Recuperação na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do desconto que resulta da aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais para entregas em MP e em BP>, em detrimento da tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- Inclusão na regulação das atividades do setor do gás natural do princípio para a partilha justa entre empresas e clientes dos resultados alcançados com as metas definidas para as atividades sujeitas a

regulação por incentivos e do princípio de diferenciação de ativos em função da sua natureza para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos;

- Introdução de um mecanismo para o tratamento individualizado de ativos em termos de remuneração, quando existam fundamentos para o regulador considerar que estes entraram em exploração sem cumprir com os objetivos para os quais foram incluídos nos respetivos Planos de Investimento;
- Introdução do princípio do tratamento diferenciado dos ativos para efeitos tarifários, consoante a sua natureza, com vista a garantir que gastos associados aos investimentos que reflitam os objetivos da atividade regulada sejam devidamente integrados nos ativos regulatórios sujeitos a remuneração ou, caso não reflitam, não o sejam;
- Alteração do *revenue cap* no OPEX da atividade de GTGS, alargando a sua aplicação a todos os custos operacionais considerados controláveis;
- Extinção do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios associados à procura de gás natural nas redes de distribuição;
- Previsão no RT de regras que permitem a devolução às tarifas, de créditos dos consumidores de gás natural;
- Introdução de requisitos de informação para efeitos de supervisão da implementação de Planos de Investimento e respetivos projetos, em harmonização com o setor elétrico.

Além das matérias identificadas é de salientar a extensão do período de regulação de 3 para 4 anos. Esta decisão da ERSE foi justificada considerando as múltiplas e repetidas solicitações de alteração do período de regulação recebidas, com particular destaque do Conselho Tarifário da ERSE, solicitando o alargamento do prazo de regulação. A extensão do período de regulação concorre para a segurança regulatória, identificada como um fator favorável ao adequado desenvolvimento dos investimentos e é uma medida estabilizadora das condições de preço que poderá beneficiar os consumidores finais.

Importa ainda salientar que a referida alteração do RT, em conjunto com a decisão fundamentada da ERSE, datada de 14 de março de 2019, relativa à implementação do Código de Rede relativo a estruturas tarifárias

harmonizadas para o transporte de gás¹, completam o processo de alteração da metodologia da estrutura da tarifa de uso da rede de transporte.

0.2 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas apresentadas no presente capítulo aplicam-se ao ano gás 2019-2020, ou seja, a partir de 1 de outubro de 2019. As tarifas definidas para o ano gás 2018-2019 mantêm-se por um período adicional de 3 meses.

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2019-2020, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, alterado pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão.
- Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa de Acesso às Redes.
- Tarifa Social de Acesso às Redes.

¹ Aprovado pelo Regulamento UE 2017/460, de 16 de março.

- Tarifa transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

A variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2019, corresponde a um decréscimo de 2,2%.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-2,2%

As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que vigoram entre 1 de outubro de 2019 e 30 de setembro de 2020, integram o desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos da Lei n.º 7- A/2016, de 30 de março e do Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

Ao abrigo da legislação específica, podem beneficiar da tarifa social os consumidores que sejam beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família ou da pensão social de invalidez.

Em regime de mercado as tarifas são negociadas entre as partes, integrando as tarifas de Acesso às Redes aprovadas pela ERSE e os preços de energia negociados entre os clientes e os comercializadores. A variação das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2019, consta do quadro seguinte.

Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	-26,2%
Clientes em MP e BP (> 10 000 m ³ /ano)	-23,3%
Clientes em BP (< 10 000 m ³ /ano)	-6,8%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

No Quadro 0-3 apresenta-se a variação das tarifas de acesso às infraestruturas de Alta Pressão (Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo). Apresenta-se também a variação das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Distribuição de gás natural, da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, que condicionam a variação das tarifas de acesso às redes apresentadas anteriormente.

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-14%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-14%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-21%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	44%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-36%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-8%

Verifica-se que a variação da tarifa de Energia para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorar a partir de 1 de outubro de 2019 corresponde a um acréscimo de 2,0%.

Quadro 0-4 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	2,0%

No Quadro 0-5 apresenta-se a variação da tarifa de Comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.

Quadro 0-5 - Variação anual da tarifa de Comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	4,3%

As tarifas de Energia e de Comercialização, juntamente com as tarifas de Acesso às Redes, condicionam a variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais apresentadas anteriormente.

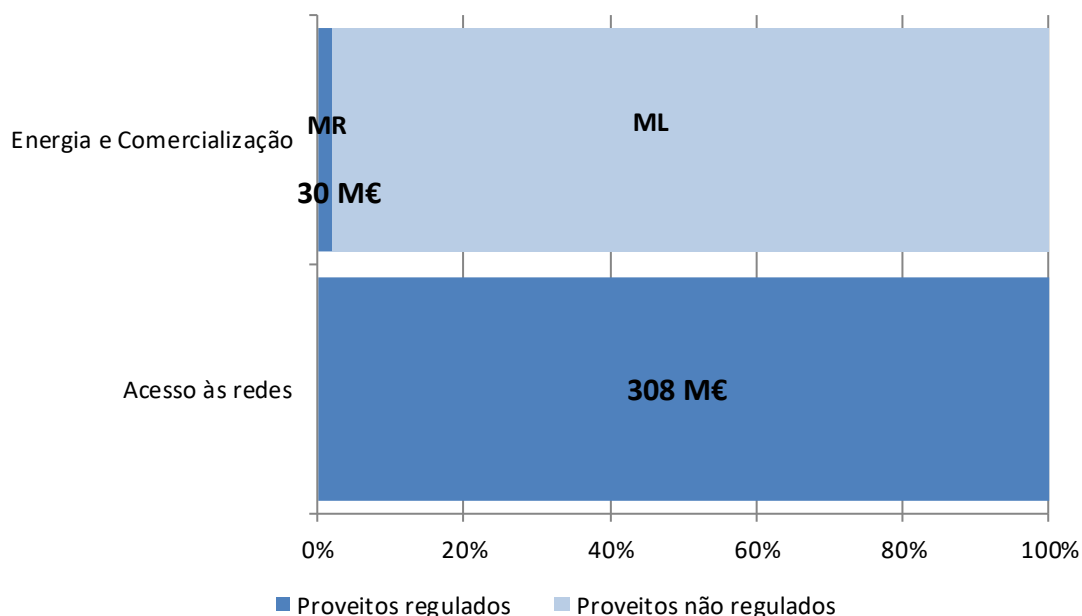
0.3 PROVEITOS PERMITIDOS E PROVEITOS A RECUPERAR NO SETOR DO GÁS NATURAL

A Figura 0-1 apresenta o montante de proveitos regulados no setor do gás natural em Portugal e o seu peso relativo nos proveitos totais do setor, que se estima possam atingir valores em torno de 1 760² milhões de euros.

A faturação global das empresas do setor do gás natural compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos de energia e de comercialização do Comercializador de último recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

² Sendo este valor estimado tendo por base os custos regulados do ano gás 2019-2020, tanto para as atividades associadas aos acessos às infraestruturas em alta, média e baixa pressão, como para as atividades de comercialização.

Figura 0-1 - Proveitos do setor do gás natural



Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural”, da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2018-2019”, dos “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, bem como o documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, de junho de 2016.

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.

Devido a várias circunstâncias 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. 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. Por seu lado, os proveitos permitidos são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das tarifas e/ou por transferência ou compensação entre empresas.

O Quadro 0-6 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2019-2020, por atividade.

Tal como no ano anterior, observa-se uma diminuição dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso. Esta evolução incorpora desde logo fatores estruturais, como as opções regulatórias tomadas pela ERSE. Assim, o início do 5º período regulatório, marcou 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

Para a redução do nível de proveitos, contribuíram, também, fatores conjunturais. O sentido dos ajustamentos, mantém a tendência do ano anterior, já verificada ao nível da alta pressão, e reforçada na atividade de Distribuição, a favor dos consumidores de gás natural, que está associado a um nível de procura muito superior ao previsto. No que diz respeito a este grupo de fatores, registe-se igualmente a melhor conjuntura financeira nacional que levou a uma diminuição das yields das OT a 10 anos para níveis historicamente baixos. Tendo em conta que as taxas de remuneração dos ativos regulados estão indexadas, até um determinado limite, às yields das OT a 10 anos, esta evolução promoveu a diminuição dos custos de investimentos recuperados pelas tarifas. Para o nível de proveitos do ano 2020 também contribuiu a redução da taxa de remuneração para os ativos das atividades reguladas, prevista para 2020, tendo em consideração as atuais condições de mercado, a sua mais recente evolução e as perspetivas de evolução da economia e dos mercados financeiros para os próximos anos.

Quadro 0-6 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2019-2020 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos a recuperar Tarifas 2019-2020	Proveitos a recuperar Tarifas 2018-2019	Variação	
Proveitos do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL [a]		23 865	21 764	2 102	9,7%
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural [b]		12 627	12 320	307	2,5%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural [c]		76 937	97 802	-20 864	-21,3%
Proveitos da atividade de Transporte de gás natural		73 191	92 840	-19 649	-21,2%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		9 649	5 656	3 993	70,6%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		-6 510	-1 106	-5 404	488,6%
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		607	412	195	47,4%
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador		607	412	195	47,4%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural		212 098	234 680	-22 583	-9,6%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		1 436	4 744	-3 308	-69,7%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		3 982	2 396		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]		928	-4 108		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II- da tarifa de UGS		-10 862	-8 614	-2 248	26,1%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II- da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-3 283	-554		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II- da tarifa de UGS [e]		7 579	8 060		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		4 309	6 231	-1 922	-30,8%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-664	-114		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [f]		-4 973	-6 345		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		19 562	28 020	-8 458	-30,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		18 791	22 985		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [g]		-771	-5 034		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		677	412		
Custos do operador da rede de distribuição k, decorrente da aplicação da tarifa de OLMC, previstos para o ano gás t		607	412		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC [h]		-70	0		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural [i]		196 975	203 888	-6 913	-3,4%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista [j]		21 162	23 046	-1 883	-8,2%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		21 162	23 046	-1 883	-8,2%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso					
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		5 864	6 714	-850	-12,7%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		3 479	3 754	-275	-7,3%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 205	2 776	-571	
Proveitos da função de Comercialização [k]		179	184	-4	-2,4%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		48 755	54 627	-5 872	-10,7%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		17 683	19 292	-1 609	-8,3%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		23 809	27 768	-3 959	
Proveitos da função de Comercialização [l]		7 263	7 567	-304	-4,0%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]		336 317	373 998	-37 681	-10,1%

O Quadro 0-7 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

Quadro 0-7 - Proveitos permitidos para o ano gás 2019-2020 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos Permitidos 2019-2020
Proveitos do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	23 015
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural	[b]	13 477
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	73 246
Proveitos da atividade de Transporte de gás natural		69 764
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		3 483
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]	607
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	[e]	199 727
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		-928
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa Social		226
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-7 579
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		4 973
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		771
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		70
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		202 194
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	19 351
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		19 351
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		-5 944
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		17 625
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 205
Proveitos da função de Comercialização	[g]	-25 774
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		56 587
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		-1 161
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		23 809
Proveitos da função de Comercialização	[h]	33 939
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		337 588

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-6 resultam de:

- Transferências, por parte dos CUR, no âmbito das parcelas I e II da atividade de UGS;
- Não inclusão no total dos proveitos permitidos, 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, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Transporte, do ORT, para os ORD;

- Não inclusão no total dos proveitos permitidos 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 das atividades de Gestão Técnica Global do SNGN, Operação Logística de Mudança de Comercializador, Transporte e Distribuição, do 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.

Uma explicação mais detalhada dos fluxos tarifários existentes entre as várias atividades do SNGN pode ser encontrada no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural”, que acompanha as tarifas para o ano gás 2019-2020.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a ERSE submeteu a 1 de abril de 2019 à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e às empresas reguladas, para comentários, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e Parâmetros de Regulação 2020 a 2023”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe servem de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Esta proposta contemplou o estabelecimento das tarifas e preços para o gás natural, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006³, de 26 de julho e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho⁴.

Em 2019 procedeu-se a nova revisão regulamentar do setor do gás natural, com especial incidência no Regulamento Tarifário. Com efeito, a revisão surge da necessidade de adequar a regulamentação da ERSE ao quadro legislativo Europeu, no que se refere em particular ao setor do gás natural, bem como à evolução do próprio mercado interno, fazendo refletir a experiência acumulada na última década na regulação do setor do gás natural, com o objetivo de aumentar a estabilidade e previsibilidade regulatória.

As principais alterações regulamentares com impacto no cálculo das tarifas do ano gás 2019-2020 foram as seguintes:

- Alteração do período de vigência de todas as tarifas reguladas de gás natural de 1 de julho a 30 de junho do ano seguinte, para 1 de outubro a 30 de setembro do ano seguinte, em harmonia com os prazos atualmente aplicáveis para as tarifas de Uso da Rede de Transporte nas interligações.
- Garantir o cumprimento com o disposto no Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, cuja implementação integral deverá estar concluída até 31 de maio de 2019.
- Análise das descontinuidades tarifárias das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão e em Baixa Pressão, para consumos superiores a 100 000 m³/ano.
- Inclusão na regulação das atividades do setor do gás natural do princípio para a partilha justa entre empresas e clientes dos resultados alcançados com as metas definidas para as atividades sujeitas a

³ Na redação atual do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

⁴ Sucessivamente alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, pelo Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março e pelo Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro.

regulação por incentivos e do princípio de diferenciação de ativos em função da sua natureza para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos.

- Introdução de um mecanismo para o tratamento individualizado de ativos em termos de remuneração, quando não existem fundamentos para o regulador considerar que entraram em exploração quando não cumprir com os objetivos para os quais foram incluídos nos respetivos Planos de Investimento.
- Alargamento do período regulatório do setor do gás natural de 3 para 4 anos.

As presentes tarifas já integram as alterações resultantes desta revisão regulamentar.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2019-2020 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2017, os estimados para o ano 2018 e os previsionais dos anos de 2019 e de 2020 enviados pelas seguintes entidades:

- REN Atlântico, Terminal da GNL, S.A.;
- REN Armazenagem, S.A.;
- REN - Gasodutos, S.A.;
- ADENE – Agência para a Energia;
- Transgás, S.A.;
- Distribuidoras regionais e Comercializadores de último recurso: Beiragás, Dianagás, Duriensegás, EDP Gás SU, Lisboagás, Lisboagás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, REN Portgás Distribuição, Setgás, Setgás Comercialização, Sonorgás e Tagusgás.

Os valores inscritos nos quadros do presente documento são arredondados para milhares de euros (10³ EUR). No entanto, para efeitos de cálculo tarifário considerou-se como unidade o cêntimo de euro.

No que diz respeito à estrutura do presente documento, para além do sumário executivo, descrevem-se:

- No capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2019-2020.
- No capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2019-2020, de acordo com o Regulamento Tarifário.

- No capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2019-2020, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.
- No capítulo 5, o custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna.
- Por último, no capítulo 6 é feita uma análise das variações tarifárias.

2 PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS NATURAL

2.1 DETERMINANTES DA EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas por aplicação das tarifas é determinada por um conjunto de fatores que podem ou não ser externos às empresas. Por sua vez, os fatores externos às empresas podem ser agrupados consoante sejam ou não independentes das atuações do regulador.

Alguns dos principais determinantes da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas que não são diretamente dependentes das ações das empresas, e que também não dependem da ação do regulador, são: i) Deflatores do PIB; ii) Custos de aquisição de gás natural; iii) Procura de gás natural.

A estes determinantes podemos acrescentar as metodologias regulatórias aplicadas para a definição dos proveitos permitidos⁵, que se materializam nos parâmetros regulatórios, tais como no caso da regulação por incentivos: i) as bases de custos sujeitas às metas de eficiência, ii) os indutores de custos⁶, iii) as metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração ou, de modo geral independentemente do tipo de regulação, as taxas de remuneração das atividades reguladas. Estes parâmetros são definidos para o período de regulação e revistos para o próximo período, tendo em conta a evolução da atividade e, por exemplo, no caso das metas de eficiência, do desempenho das empresas verificado nesse período e perspectivado para o próximo período regulatório.

Existem, também, outros fatores não diretamente dependentes da ação dos reguladores, nem das empresas com impacto no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas, nomeadamente a existência de processos judiciais em curso e fatores de índole legislativa.

Todos estes determinantes são, de seguida, desenvolvidos.

⁵ Apresentadas no ponto 2.2 deste documento.

⁶ Variáveis físicas às quais estão associadas a evolução dos proveitos permitidos e que refletem a atividade das empresas.

DETERMINANTES ASSOCIADAS A FATORES NÃO CONTROLÁVEIS PELAS EMPRESAS E PELO REGULADOR

De seguida são, resumidamente, apresentados os principais determinantes da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas externas às empresas que não dependem da ação do regulador:

– **Deflatores do PIB**

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.

Assim, para o ano gás 2019-2020 o deflator do PIB mantém-se como a variável de atualização dos investimentos e dos custos e proveitos operacionais, com exceção dos custos de aquisição de gás natural.

O Quadro 2-1 apresenta as previsões efetuadas pelo Fundo Monetário Internacional (FMI), pela Comissão Europeia (CE) e pelo Banco de Portugal (BP) para diversos indicadores de variação de preços.

Quadro 2-1 - Principais indicadores

Deflatores e inflação	2018	2019 ^P	2019 ^P			2020 ^P		
	INE	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE
Deflator do PIB	1,4	1,5	n.d.	1,5	1,4	n.d.	1,7	1,6
Deflator do Consumo Privado	1,2	n.d.	-	-	1,6	-	-	1,6
IHPC	1,2	1,2	1,4	1,1	1,1	1,5	1,5	1,6

Fontes: ERSE, Banco de Portugal - "Projeções para a Economia Portuguesa: 2018-2020", dezembro 2018; FMI - Portugal: *Staff Concluding Statement of the 2019 Article IV Mission*, Mai. 2019; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas maio 2019; INE.

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2019 como para o ano de 2020, como se esquematiza no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas

	2019	2020
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,5%	1,5%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,5%	1,5%
Duriensgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,5%	1,5%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,6%	1,6%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,5%	1,5%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,5%	1,5%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,5%	1,5%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,5%	1,5%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,5%	1,5%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,5%	1,5%
REN Armazenagem, S.A.	1,4%	1,4%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1,4%	1,4%
REN Gasodutos, S.A.	1,4%	1,4%
REN Portgás Distribuição S.A.	1,6%	1,0%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,5%	1,5%
Setgás Comercialização, S.A.	1,5%	1,5%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,5%	1,4%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,4%	1,4%
Transgás, S.A.	1,5%	1,5%

A taxa de inflação adotada pela ERSE para o deflator do PIB prevista para 2019 foi de 1,5%, tendo em conta as previsões económicas mais recentes apresentadas por organismos oficiais.

– **Custos de aquisição do gás natural**

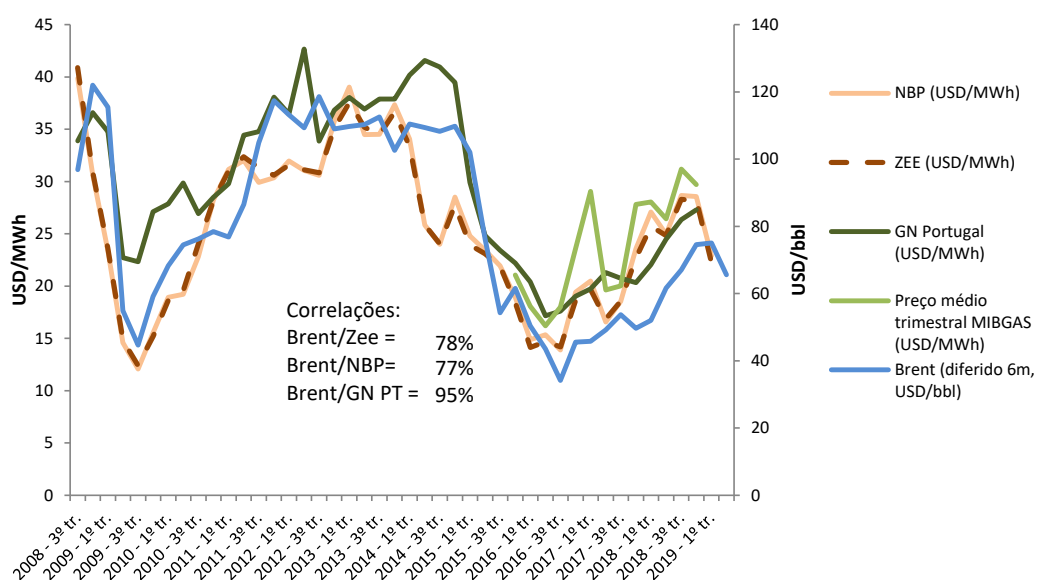
- O Comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento da atividade regulada aos Comercializadores de último recurso (CUR), através dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*. O gás natural liquefeito (GNL) é adquirido à Nigéria através de três contratos, enquanto o gás natural é comprado na Argélia através de um contrato com a Sonatrach (via gasoduto).

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 4 contratos de *take-or-pay*.

Para poder enquadrar a evolução do preço do gás natural em Portugal e nos mercados internacionais, a Figura 2-1 apresenta a evolução dos preços do gás natural nos mercados *Zeebrugge*, NBP e 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 correlações⁷. Verifica-se que a correlação do custo do gás natural em Portugal para os CUR com o petróleo desfasado 6 meses é de 95%, uma correlação bastante elevada. Esta correlação justifica-se pelo facto do preço dos 4 contratos de *take-or-pay* estar indexado ao preço do petróleo ou aos seus derivados com desfasamento entre 6 e 12 meses, consoante os contratos.

Figura 2-1 - 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.

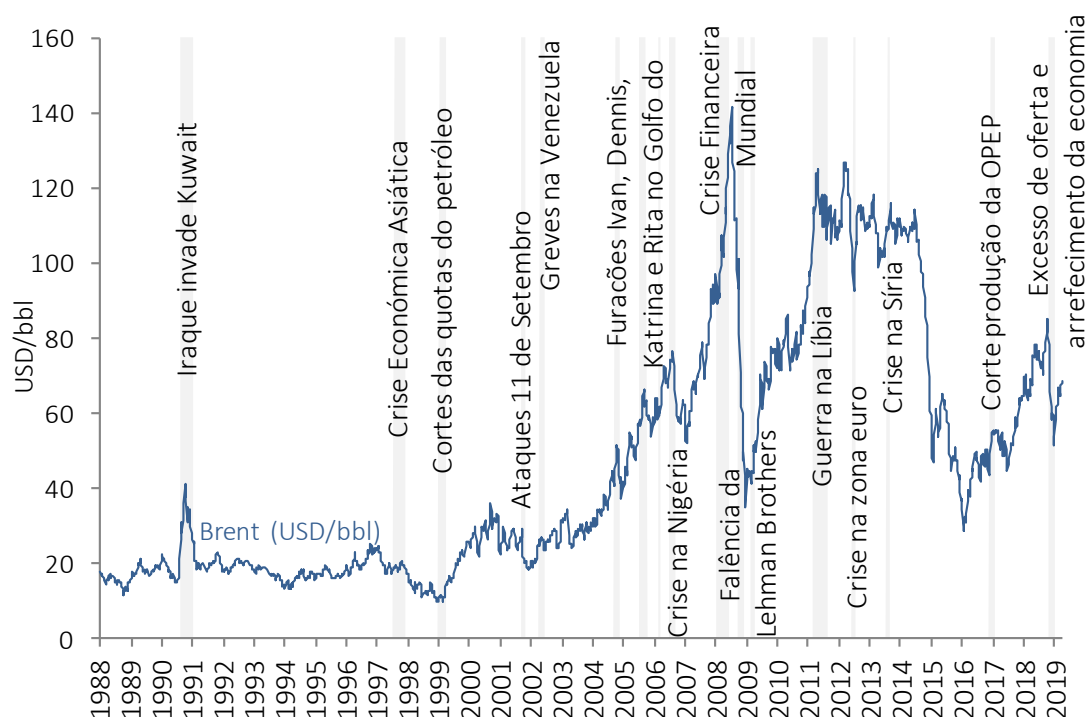
Fonte: ERSE, Reuters, MIBGAS

Em termos de evolução da cotação do preço do petróleo (USD/bbl), esta tem sido marcado por uma grande volatilidade desde 1988, como pode ser observado na Figura 2-2. Após ter atingido um máximo de 141 USD/bbl no início de julho de 2008, o preço do *Brent* inverteu a sua tendência ascendente, tendo o preço do *Brent* atingido um mínimo de 12 anos, com uma cotação de 27 USD/bbl, em janeiro de 2016. Após estes valores mínimos do início de 2016, as cotações do *Brent* observaram uma tendência de subida, com algumas oscilações, tendo registado um valor máximo de 85 USD/bbl no início de outubro de 2018, o que

⁷ 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.

corresponde ao preço mais elevado desde novembro de 2014. A partir de outubro de 2018 o preço do Brent apresentou uma queda significativa, seguida de uma ligeira recuperação, registando no mês de março de 2019 um valor médio de 66 USD/bbl, ligeiramente superior ao valor médio dos dois anos anteriores, 2017 e 2018, de 62 USD/bbl.

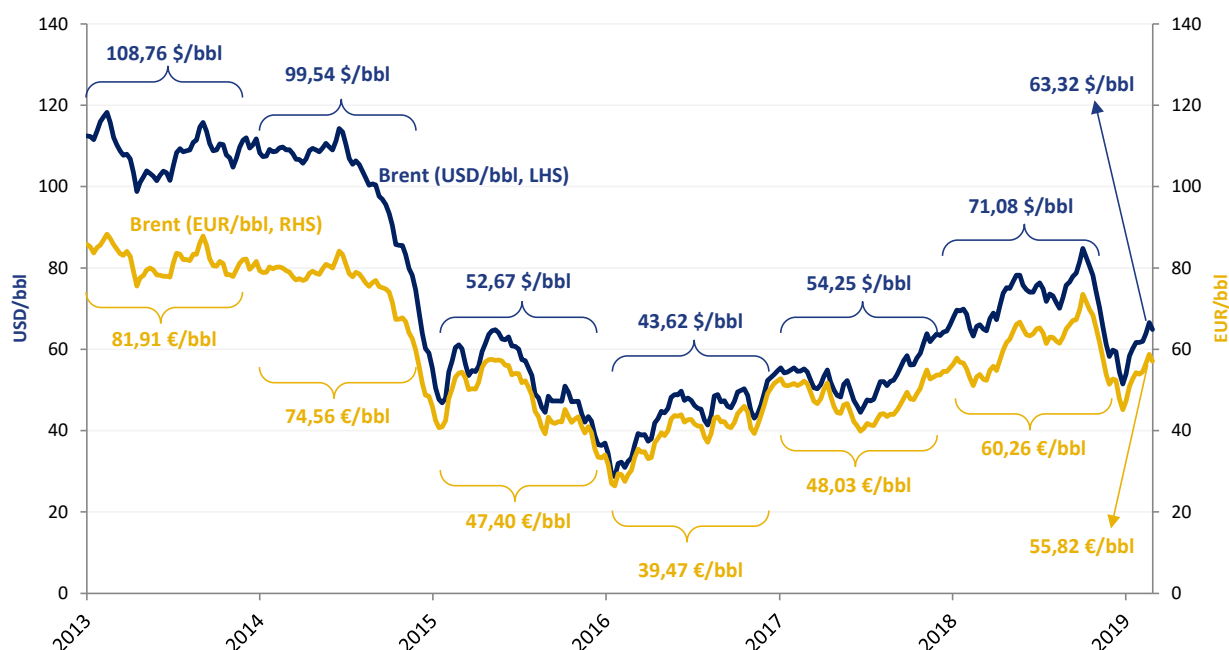
Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent



Fonte: ERSE, EIA

Visto que o preço do gás natural é pago em dólares americanos, importará analisar a evolução do preço do petróleo sem o efeito cambial. A Figura 2-3 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo em dólares e em euros ao longo dos últimos anos. Na figura pode-se observar uma importante desvalorização do euro face ao dólar americano desde 2014. Assim, a diferença entre o preço do Brent em USD e EUR registou uma diminuição significativa a partir da segunda metade de 2014, com a queda acentuada da cotação do EUR/USD. A partir de meados de 2017 verifica-se uma ligeira inversão da convergência o preço do Brent em USD e EUR, em resultado da valorização do EUR/USD.

Figura 2-3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros



Fonte: ERSE, Reuters

Face ao exposto, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2019 e 2020 foi de: i) 2,2496 cent€/kWh, para 2019 e de ii) 2,2496 cent€/kWh, para 2020, 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 a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Custos das infraestruturas de gás natural

	Unidade: cent€/kWh
	2019-2020
Custo unitário terminal GNL	0,02580
Custo unitário armazenamento subterrâneo	0,04400
Custo unitário imobilização Reserva Estratégica	0,00575
Custo unitário rede transporte	0,01676
Custo unitário (Custos Galp Gás Natural)	0,00866
Custo unitário total	0,10097

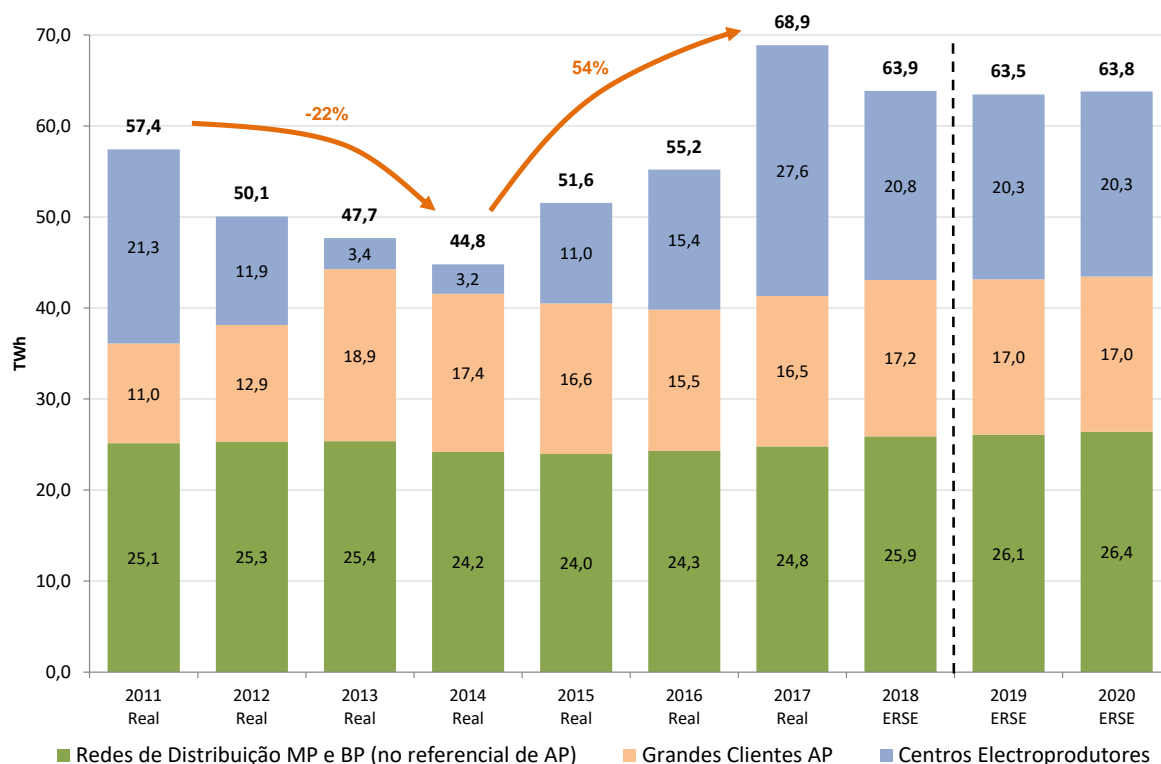
Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

– *Procura de gás natural*

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás natural: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais ligados à rede de transporte em AP e os consumidores de menor dimensão abastecidos pela rede de distribuição de gás natural. A repartição de consumos entre estes grupos tem-se alterado ao longo dos anos, principalmente devido à volatilidade do consumo de gás natural dos centros electroprodutores, que é motivada essencialmente por alterações conjunturais, mas também estruturais, no setor elétrico da Península Ibérica e da Europa.

A Figura 2-4 ilustra a evolução dos consumos de gás natural em Portugal por ano civil, incluindo os dados previsionais para 2019 e 2020 da ERSE, que serão adiante explicitados.

Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil



Esta figura é elucidativa da oscilação do consumo de gás natural dos centros electroprodutores nos últimos anos e da estabilização ou ligeiro acréscimo do consumo dos grandes clientes em AP e do consumo agregado dos pequenos e médios consumidores abastecidos pelas redes de distribuição. Assim, para a definição de cenários futuros para a procura de gás natural, há a considerar diferentes realidades. Por um lado, uma parte do consumo que apresenta uma evolução com alguma previsibilidade e, por outro lado, o consumo dos centros electroprodutores, que é muito influenciado por fatores externos com grandes variações anuais.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários ao cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas tiveram por base uma análise crítica às previsões das empresas, que refletem o conhecimento que estas detêm sobre os consumidores ligados às suas redes e respetivos mercados, que foram ponderadas no quadro económico e regulatório que se perspetiva e tendo em conta os dados físicos mais recentes, para que sejam consistentes no seu todo.

Nas previsões do consumo de gás natural dos centros electroprodutores para os anos de 2019 e 2020, a ERSE assumiu nas suas previsões para os anos de 2019 e 2020, a conjugação dos diversos fatores que

condicionam o consumo de gás natural dos centros electroprodutores, designadamente: (i) a neutralização no *mix* de produção elétrica, de 2019 e 2020, dos efeitos da hidraulicidade e eolicidade registados em 2016, 2017 e 2018, por consideração de anos hidrológicos e eólicos médios; (ii) a tendência de ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica que se perspetiva para 2019 e que se deverá manter em 2020; (iii) a manutenção das quantidades contratuais estipuladas no AGC da central da Turbogás nos 700 Mm³/ano; (iv) a aproximação dos custos variáveis de produção das centrais térmicas a carvão e de ciclo combinado a gás natural⁸; (v) a perspetiva de redução a médio prazo da potência térmica a carvão na Península Ibérica; e (vi) um saldo exportador de eletricidade nulo ou em que o país é tendencialmente importador líquido.

No 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 em 2019 e 2020, que incorporam os dados reais mais recentes deste segmento e confirmam esta estabilidade na evolução.

No que respeita às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, a ERSE optou por considerar as previsões dos fornecimentos totais e do número de pontos de entrega indicadas pelos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2019-2020, exceto para a Sonorgás. Para esta empresa, as previsões de procura associada aos novos polos de consumo foram revistas em ligeira baixa pela ERSE, atendendo à informação mais recente sobre o desenvolvimento dos investimentos nas novas áreas licenciadas, que apontam para um atraso de 6 meses face às previsões apresentadas pela Sonorgás.

Na atividade de Comercialização de último recurso retalhista (CUR), a ERSE assumiu as previsões indicadas pelas empresas para ambos os segmentos⁹, que procuram refletir a realidade atual do mercado e o ritmo de saída de clientes dos CUR, no contexto do atual regime transitório de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais.

O balanço de gás natural para o ano gás 2019-2020, que esteve na base da definição dos proveitos permitidos e tarifas dos vários operadores, é apresentado no Quadro 2-4, evidenciando os fluxos de energia no Sistema Nacional de Gás Natural.

⁸ Tendo em conta os preços atuais e perspetivados para o futuro dos respetivos combustíveis e para as licenças de emissão de CO², bem como o agravamento da carga fiscal para as centrais a carvão em Portugal, com início em 2019.

⁹ Clientes com consumo superior a 10 000 m³ por ano e clientes com consumo inferior a 10 000m³.

Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2019-2020

		Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	25 331
	1.1 Campo Maior	25 331
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	39 522
	2.1 Injecções RNT	37 694
	2.2 Camião cisterna	1 828
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	3 151
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	68 004
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	66 176
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	150
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	3 151
	8 Centros electroprodutores	20 325
	9 Clientes industriais em AP	17 048
	10 Redes de distribuição (interligadas)	25 436
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	66 110
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	66
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	62 809
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	25 436
16	16 Redes abastecidas por UAG	827
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	26 263
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	17 717
	19 Clientes em BP	8 499
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	47
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	26 263

Nos documentos “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2019-2020” e “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2019-2020 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural”, encontram-se elementos adicionais sobre a procura de gás natural considerada para efeitos tarifários.

ASPETOS DECORRENTES DO QUADRO REGULATÓRIO DEFINIDO PELA ERSE COM IMPACTO NA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2019-2020 para as empresas com atividades reguladas foi também influenciado por fatores diretamente decorrentes do quadro regulatório, que são apresentados de seguida.

– **Taxas de juro dos ajustamentos**

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 e o *spread* aplicado.

Quadro 2-5 - Taxas e *spreads* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos

		2017	2018
Deflator do PIB		1,401%	1,406%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	-0,145%	
	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		-0,173%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

A definição do valor do *spread* para s-1 (2018) teve em conta as condições de financiamento das empresas. Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

– **Parâmetros definidos para o período de regulação: metas de eficiência e taxas de remuneração**

Para o período regulatório 2020-2023, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores¹⁰ de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Com base no trabalho efetuado, e apresentado no documento “Parâmetros de

¹⁰ Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

Regulação para o período de 2020 a 2023”, parte integrante deste documento de tarifas, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as metas de eficiência a aplicar no novo período de regulação, as bases de custos de exploração sobre as quais incidem as metas de eficiência e os indutores de custo.

O Quadro 2-6 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, e os fatores de eficiência a aplicar ao período regulatório 2020-2023.

Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência Período Regulatório 2016-2017 a 2018-2019	Metas de eficiência Período Regulatório 2020-2023
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%	2,0%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%	3,0%
Transporte de gás natural	3,0%	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%	2,0%
Distribuição de gás natural	2,0% a 7,0%	2,0% a 5,0%
Comercialização	2,0%	2,0%

O Quadro 2-7 apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2017	Taxa 2018	Taxa estimada 2019	Taxa prevista 2020
Alta Pressão	6,02%	5,52%	5,40%	5,00%
Média e Baixa Pressão	6,32%	5,82%	5,70%	5,20%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC		4,40%	4,40%	4,40%

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 2017 e de 2018, 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 2017 a taxa fixou-se em 6,02% na alta pressão e em 6,32% na média e baixa pressão. Para 2018, no cálculo dos ajustamentos, as taxas de remuneração foram calculadas tendo em conta a metodologia expressa, sendo estas taxas iguais a 5,52% na alta pressão e a 5,82% na média e baixa pressão.

De acordo com a mesma metodologia, as taxas de remuneração estimadas para 2019 fixaram-se em 5,40% na alta pressão e em 5,70% na média e baixa pressão.

Para o ano de 2020 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 5,00% na alta pressão e a 5,20% na média e baixa pressão.

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 elétrico¹¹.

O documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023” apresenta em detalhe os cálculos, e respetivas justificações, para as metas de eficiência a aplicar aos custos de exploração das atividades reguladas, para as taxas de remuneração dos ativos regulados, assim como para os restantes parâmetros definidos para o atual período de regulação.

– ***Mecanismos com vista ao controlo dos impactes tarifários decorrentes da evolução da procura***

A procura de gás natural em Portugal tem sido objeto de alguma volatilidade provocada, sobretudo, pela procura de gás natural das centrais de Ciclo Combinado a gás natural (CCGN) em consequência da imprevisibilidade da hidraulicidade e do aumento da produção de energia elétrica com recursos a energias renováveis. Para controlar os efeitos desta volatilidade na evolução tarifária e na sustentabilidade

¹¹ 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.

económica das infraestruturas em causa, têm sido desenvolvidos mecanismos regulatórios, designadamente os mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários e o mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos das atividades de Transporte e de Distribuição de gás natural. Estes mecanismos são apresentados e desenvolvidos no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural".

A) Mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários

A volatilidade da procura provoca desvios acentuados ao nível das previsões de consumo de gás natural, com impacte significativo nos ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades de Alta Pressão.

No caso das atividades do Terminal de GNL, esta situação agrava a tarifa de Uso do Terminal de GNL. O Terminal de GNL é uma infraestrutura chave para o SNGN como garante da segurança de abastecimento e pelo seu contributo para a possibilidade de diversificação das fontes de abastecimento de gás natural, aumentando a margem negocial com os fornecedores. Por estes motivos, considera-se que todos os consumidores são beneficiados com a existência de uma infraestrutura, cujo acesso não seja penalizado pela volatilidade tarifária.

Nesta perspetiva, a ERSE introduziu no ano gás 2013-2014 um mecanismo que permite atenuar o impacte dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos 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 anterior, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL, que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGS I ou em sentido contrário, a recuperação de parte dos proveitos da UGS I, através do Terminal de GNL. Foi esta última situação que se verificou este ano, e que pode ser visível no Quadro 2-8 que apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2019-2020.

Quadro 2-8 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2019-2020

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	-850
Total	-850

A atividade de Armazenamento Subterrâneo viu nos últimos anos 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, em que se verificou, inicialmente, uma certa estagnação/redução da procura, mas, posteriormente, observou-se um forte incremento da procura, provocando, deste modo, variações tarifárias significativas. Contudo, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural assumem uma importância associada à constituição e manutenção de reservas de segurança, bem como um garante da estabilidade para a gestão do sistema na sua globalidade.

Assim, é desejável que as infraestruturas nacionais 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.

Com o objetivo de diminuir o impacto dos ajustamentos na volatilidade das tarifas da atividade de Armazenamento de gás natural, a ERSE implementou no ano gás 2016-2017, 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 Uso do Armazenamento Subterrâneo.

O Quadro 2-9 apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2019-2020, que à semelhança do ano gás anterior, tem uma aplicação simétrica à do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 2-9 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2019-2020

Unidade: 10 ³ EUR	
Transferências para a UGS I	Valor
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo	850
Total	850

No documento “Proveitos Permitidos do ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural” é desenvolvido o racional subjacente à definição destes dois mecanismos.

B) Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos das atividades de Transporte e de Distribuição associados à procura de gás natural

As implicações da volatilidade da procura referidas no ponto anterior nas atividades de alta pressão abrangem, naturalmente, não apenas as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Armazenamento Subterrâneo, como também a atividade de Transporte de gás natural. Numa menor medida, esta volatilidade verifica-se igualmente na atividade de Distribuição de gás natural.

Por este motivo, 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. Na revisão do Regulamento Tarifário concluída em março de 2019, foi eliminado o mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural na atividade de Distribuição, mantendo-se a aplicação do mecanismo na atividade de Transporte. Os motivos para esta alteração estão fundamentados no documento de enquadramento da referida consulta pública, tendo-se obtido, em geral, a concordância dos agentes e, em particular, dos operadores das redes de distribuição.

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 fatores externos, nomeadamente, ao comportamento do mercado do setor elétrico em Portugal, constatando-se que a forte penetração das energias renováveis origina assinaláveis alterações do mix de produção de eletricidade de ano para ano. Adicionalmente, o consumo de gás natural dos centros eletroprodutores de ciclo combinado é fortemente dependente de fatores não controláveis, designadamente os de origem climática. No entanto, é também verdade que as flutuações da procura de gás natural não se verificam apenas ao nível das previsões do mercado elétrico ocorrendo, igualmente ao nível do consumo do mercado convencional. Contudo, para este tipo de consumidores, as flutuações são menos acentuadas ao nível dos consumidores abastecidos pelas redes de distribuição.

A aplicação deste mecanismo para o exercício tarifário do ano gás de 2019-2020 originou os seguintes efeitos:

- Na atividade de Transporte, o desvio de proveitos associado à procura na rede de transporte calculado no presente exercício tarifário situou-se em 47%, originando a ativação do mecanismo (acima do limite de 20%). Em resultado da aplicação do número 9 do artigo 84.º do Regulamento Tarifário foi obtido um montante de -21 480 milhares de euros a incorporar nos proveitos do ano gás 2019-2020, notando-se que o sinal negativo corresponde a um montante a entregar à empresa.
- No ano gás 2017-2018, o mecanismo também havia sido ativado no mesmo sentido (originou um montante a entregar à empresa), iniciando-se a devolução pela empresa no ano gás 2018-2019, com o pagamento da 1.ª anuidade (um terço do montante entregue à empresa em 2017-2018, acrescido de juros).
- No ano gás 2018-2019, o mecanismo foi uma vez mais ativado no mesmo sentido, iniciando-se a devolução pela empresa, no ano gás 2019-2020. Assim, este exercício tarifário inclui as devoluções da i) 2.ª anuidade, relativa ao ano gás 2017-2018, um terço do montante entregue à empresa nesse ano gás, acrescido de juros, no valor de 4 961 milhares de euros e da; ii) 1.ª anuidade relativa a 2018-2019, um terço do montante entregue à empresa no referido ano gás, acrescido de juros, no valor de 13 091 milhares de euros.

- Tendo em conta a continua aplicação deste mecanismo o efeito líquido do presente mecanismo na atividade de Transporte é de -3 428 milhares de euros.
- Na atividade de Distribuição o desvio de proveitos associado à procura na rede de distribuição calculado no presente exercício tarifário situou-se em 7,6%, portanto abaixo do limite de 10%, pelo que não há qualquer implicação nos proveitos desta atividade por via deste mecanismo.

– ***Mecanismos com vista a mitigar os efeitos disruptivos decorrentes do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais***

A) Equilíbrio económico-financeiro dos Comercializadores de último recurso

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, dificilmente acompanhável por uma revisão da estrutura de custos dos Comercializadores de último recurso, pelo que se tornou necessário acautelar os interesses dos consumidores, dos clientes e das empresas reguladas.

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. 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 106.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.

No Quadro 2-10 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

Quadro 2-10 - Transferências para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	722
Total	722

B) Sustentabilidade dos mercados livre e regulado

A ERSE no ano gás 2010-2011 passou a reconhecer na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) os desvios positivos ou negativos da tarifa de Energia de modo a, por um lado, assegurar a sustentabilidade quer do mercado livre quer do mercado regulado e, por outro lado, assegurar a proteção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos. 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.

Relativamente às transferências para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, designadamente, dos 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 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.

Sublinhe-se que 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.

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 o mecanismo de recuperação dos ajustamentos

extraordinários de custos de aquisição de gás natural, resultantes dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, condicionando a sua recuperação ao cumprimento da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual.

Registe-se que, até à data, a ERSE continua a não ter qualquer informação sobre o pagamento dos montantes da CESE que incide sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, nos termos do regime aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro prorrogado pelo art.º 237.º da Lei n.º 82-B/2014, de 31 de dezembro e pelo nº 1 do artigo 6º da Lei nº 159-C/2015, de 30 de dezembro e pela Lei 42/2016, de 28 de dezembro.

Assim, no cumprimento do estabelecido legalmente, a ERSE no âmbito dos processos de cálculo das tarifas dos anos gás 2015-2016 a 2019-2020 cativou os montantes relativos ao valor total em dívida dos ajustamentos extraordinários da atividade de Compra de 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.

No Quadro 2-11 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020.

Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020

Unidade: 10 ³ EUR	
Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CUR	-6 806
Total	-6 806

Nos Quadro 2-12 e Quadro 2-13 podemos visualizar os valores transferidos para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II_≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II _≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-694
Total	-694

Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II_> nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II _{>}	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-6 112
Total	-6 112

– *Transferências de fornecimento de MP para AP*

A ERSE introduziu, no início do período regulatório 2010-2011 a 2012-2013, a possibilidade dos consumidores ligados em média pressão optarem pela tarifa de Alta Pressão, se consumirem anualmente uma quantidade de gás natural superior a 50 milhões m³.

O diferencial de receitas do operador de rede de distribuição resultante da faturação do acesso às redes em alta pressão a clientes ligados em média pressão passou a ser recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema¹² e posteriormente transferido para o ORD respetivo, estando previsto no n.º 6 do Artigo 83.º do Regulamento Tarifário em vigor.

¹² Até ao ano gás 2018-2019 o valor era recuperado pela tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 2-14 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2019-2020

Unidade: 10³ EUR

Transferências do ORT para o ORD	Valor
Transferências de fornecimento de MP para AP	5 219
Total	5 219

– *Sistema de compensação entre operadores regulados*

No primeiro período de regulação das atividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural (anos gás 2008-2009 e 2009-2010), a ERSE criou um sistema de compensação dos operadores regulados pela falta de uniformidade tarifária a nível do território português.

O sistema consiste em determinar quais os operadores que têm a receber, quais os que têm de pagar, bem como os montantes em causa, procedendo a ERSE à publicação juntamente com as tarifas anuais dos respetivos valores a pagar e a receber por cada um dos ORD e dos CUR.

Com a introdução das transferências da UGS I e UGS II, por parte do ORT aos CUR, a ERSE procurou minimizar os fluxos entre empresas. Estas incluem não só a parcela das transferências de UGS I e UGS II, mas também as compensações entre CUR, cujos fluxos são na sua globalidade neutros. No entanto, dada a natureza dos fluxos financeiros a partir das tarifas 2012-2013, houve a necessidade de alterar esta metodologia no ano gás 2014-2015. Assim, além dos valores a transferir pelo ORT, que deverão ser efetuadas de acordo com a percentagem da faturação do operador da rede de transporte publicada pela ERSE, contemplam-se transferências entre CUR, que deverão corresponder aos valores publicados pela ERSE.

Refira-se que as compensações entre operadores da mesma atividade, entre ORD e entre CUR, deverão ser efetuadas de acordo com os quadros publicados pela ERSE em valor absoluto.

No ano gás 2019-2020, dada a particularidade da alteração do início do ano gás de julho para outubro, para além da publicação das compensações do ano gás em vigor, são publicadas as compensações devidas no

período de julho a setembro de 2019. Os montantes publicados para estas compensações são equivalentes aos valores de um trimestre do ano gás 2018-2019.

OUTROS FATORES NÃO DIRETAMENTE DEPENDENTES DA AÇÃO DO REGULADOR OU DAS EMPRESAS

– *Processos Judiciais interpostos contra decisões do regulador*

A ERSE foi citada, por carta registada de 9 de novembro de 2010, de uma ação administrativa especial (processo n.º 2393/10.2BELSB), a correr termos no Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, interposta pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural, Beiragás, LisboaGás GDL, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás (Autoras) contra a entidade reguladora. Na petição inicial, as Autoras solicitam, nomeadamente, a anulação da decisão de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2010 a junho de 2011 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, invocando questões relacionadas com a componente de custos com capital dos proveitos permitidos e com o alegado direito a reavaliações sucessivas dos ativos regulados. Mais peticionando a indemnização dos danos a liquidar em execução de sentença correspondente às despesas que as Autoras vierem a suportar

Posteriormente, a ERSE foi notificada, em 26 de setembro de 2011, no âmbito do processo em curso acima referido, de um requerimento onde as Autoras pedem a modificação objetiva da instância, solicitando a incorporação nos valores das tarifas de 2011-2012 da compensação pelos prejuízos que as mesmas alegadamente sofreram em virtude da fixação das tarifas e preços a vigorarem no ano gás de julho de 2010 a junho de 2011.

Por carta registada de 10 de fevereiro de 2012, foi a ERSE citada no âmbito de uma nova ação administrativa especial proposta no mesmo Tribunal pelas mesmas Autoras (processo n.º 2879/11.1BELSB), impugnando a decisão de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2011 a junho de 2012 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, invocando, no essencial, os mesmos fundamentos da anterior ação.

As mesmas Autoras voltaram a impugnar, com idênticos fundamentos, as decisões de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2012 a junho de 2013 e no ano gás de julho de 2013 a junho de 2014 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, das quais a ERSE foi citada, por cartas registadas de 6 de novembro de 2012 e de 12 de dezembro de 2013,

no âmbito de novas ações administrativas especiais a correrem no mesmo Tribunal (processo n.º 2681/12.3BELSB e processo n.º 2780/13.4BELSB, respetivamente).

Por se encontrarem em estados do processo idênticos, foi judicialmente determinada a apensação ao processo n.º 2393/10.2BELSB das posteriores ações (processos n.º 2879/11.1BELSB; n.º 2681/12.3BELSB e n.º 2780/13.4BELSB). Relativamente a estes processos encontra-se em curso a realização de audiência prévia.

No final dos anos de 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018 a ERSE foi citada de novas ações administrativas especiais a correrem no mesmo Tribunal (processos n.º 2536/14.7BELSB, n.º 2395/15.2BELSB, n.º 2166/16.9BELSB, n.º 2493/17.8BELSB e n.º 1716/18.0 BELSB , respetivamente) em que as mesmas Autoras replicam os fundamentos das anteriores ações para peticionar a anulação das decisões de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2014 a junho de 2015, no ano gás de julho de 2015 a junho de 2016, no ano gás de julho de 2016 a junho de 2017, no ano gás de julho de 2017 a junho de 2018 e no ano gás de julho de 2018 a junho de 2019, respetivamente, referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão.

A ERSE deduziu tempestivamente contestação no âmbito de cada uma das referidas ações, nas quais especificou exceções e expôs as razões de facto e de direito que se opõem às pretensões das Autoras

A eventual procedência das pretensões das Autoras, tal como estas as configuram, implicaria um acréscimo nos proveitos permitidos dos ORD no ano gás 2018-2019 com um impacto global entre 178 milhões de euros e 229 milhões de euros, dependendo do cenário adotado.

Quadro 2-15 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos

“Impacte global nos proveitos permitidos e tarifas”

Primeiro cenário - Efeito das reavaliações sucessivas e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos

Cenário	Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2018-2019		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)	Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%) com variação de -2,2%
		milhares de €	em %		
A	12,6%	177 871	87,2%	38,0%	35,0%

Segundo cenário - Efeito das reavaliações sucessivas e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos

Cenário	Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2018-2019		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)	Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%) com variação de -2,2%
		milhares de €	em %		
B	23,1%	229 179	112,4%	49,0%	45,8%

Assim, no primeiro quadro é apresentado um primeiro cenário, em que se considera como inflação o IPC sem habitação no Continente, conduzindo a um fator de reavaliação de 12,6%. No segundo cenário, é utilizado um deflator de 2% ao ano para os anos de 2008 ao 1.º semestre de 2018 inclusive, conduzindo a um fator de reavaliação de 23,1%.

Esta pretensão, para além destes impactes, teria impactes cumulativos em cada um dos períodos regulatórios seguintes, isto é, a cada três anos, sendo o impacte até ao final do prazo de concessão estimado num mínimo de 1 019 milhões de euros de proveitos vincendos.

2.2 ATIVIDADES REGULADAS

Seguidamente, apresenta-se uma síntese das empresas reguladas do setor do gás natural, descrevendo para cada atividade, as metodologias de regulação, os principais custos, os incentivos, os parâmetros em vigor e as tarifas que permitem recuperar os proveitos.

Quadro 2-16 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
REN Atlântico, SA Operador do Terminal de GNL	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutores de custos: energia regaseificada + consumo de energia ativa) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois. CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois.	OPEX e CAPEX	Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação dos custos de eletricidade Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação das rubricas do OPEX Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)
REN Armazenagem, SA Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: Energia injetada / energia extraída) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX e CAPEX	Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação do OPEX Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por Price-cap ao nível do OPEX + Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos.	OPEX e CAPEX	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
REN Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás natural	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: capacidade de utilização na ótica comercial) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Custos aceites c) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX e CAPEX; Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	Fator de eficiência de 3% para a variação do OPEX Custos com transporte de GNL por rodovia para UAG's - custos eficientes Base de ativos a custos históricos ² Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
	Gestão Técnica Global do SNGN	OPEX: a) Regulação por Revenue Cap na componente controlável e custos aceites nos restantes b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Custos aceites c) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos da gestão técnica global do SNGN; Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; ERSE e AdC; Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR; Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível das atividades de terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo; Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados; Custos com a campanha de informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural; Custos do gestor logístico das UAG; 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; Mecanismo de sustentabilidade do SNGN Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP	Fator de eficiência de 2% para a variação da componente de custos controláveis do OPEX Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso Global do Sistema
	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: <i>pass through</i> de custos Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos pelo uso da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
Transgás, SA Comercializador de último recurso grossista	Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento, do comercializador de SNGN, para fornecimento aos CUR	Custos aceites Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás natural ao CSNGN. Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte, custos de exploração do CSNGN e custos de imobilização das reservas estratégicas. Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Tarifa de Energia
	Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, para fornecimento aos CUR	Custos aceites Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás natural. Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte e custos de imobilização das reservas estratégicas. Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.	Custos de funcionamento afetos a esta atividade aceites pela ERSE Incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado	Tarifa de Energia

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
6 empresas concessionárias ³ 5 empresas licenciadas ⁴ Operadores da rede de Distribuição (ORD)	Distribuição de gás natural	OPEX: a) Regulação por price cap (Indutores de custos: n.º pontos de abastecimento + quantidade de gás natural distribuída) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Regulação por custos aceites c) Ajustamento da base de ativos	OPEX + CAPEX Compensação por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP. Reavaliação inicial.	Fator de eficiência entre 2% e 5% ao ano para a variação da componentes de custos controláveis do OPEX Base de ativos a custos históricos ² Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	UGS	Proveitos a recuperar por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema: <i>pass through</i> de custos Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos decorrentes das parcelas I, II> e II< do uso global do sistema. Compensação pela aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema. Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória.		Tarifa de Uso Global do Sistema
	URT	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte: <i>pass through</i> de custos Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos pelo uso da rede de transporte. Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.		Tarifa de Uso da Rede de Transporte
	OLMC	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: <i>pass through</i> de custos Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos pelo uso da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador Compensação pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
11 Comercializadores de último recurso (CUR)5	Compra e Venda de gás natural	Custos aceites Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás natural ao CURG, em mercados organizados ou através de contratação bilateral, para satisfazer os fornecimentos aos clientes Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Tarifa de Energia
	Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN	<i>Pass through</i> de custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; d) tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador			Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
	Comercialização de gás natural	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: número de clientes) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos Proveito adicional estabelecido na licença de comercialização de 4€ por cliente, reportado ao início do período de regulação (empresas concessionadas).	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras, indexada às <i>yields</i> das OT Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação da componente de custos controláveis do OPEX	Tarifa de Comercialização

- Opcional.
- Na regulação da base de activos a custos históricos considera-se a remuneração e a amortização do exercício. No caso das empresas de distribuição de gás natural, o ativo foi sujeito a uma reavaliação inicial nos termos dos respetivos contratos de concessão e licenças de distribuição.
- Beiragás, LisboaGás GDL, Lusitaniagás, REN Portgás Distribuição, Setgás e Tagusgás.
- Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.
- Beiragás, LisboaGás Comercialização, Lusitaniagás Comercialização, EDP Gás, Setgás Comercialização, Tagusgás e distribuidores licenciados referidos no ponto anterior.

2.3 PROVEITOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos do ano gás 2019-2020, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

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 passam 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, foram alterados passando a ser feitos na proporção de 25% dos proveitos de s e de 75% dos proveitos de $s+1$, para determinação do proveito permitido do ano gás.

Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural”, da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2018-2019”, dos “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, bem como o documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, de junho de 2016 .

No documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural” descrevem-se os principais pressupostos que serviram de base ao cálculo dos proveitos, bem como as opções tomadas relativamente aos valores estimados e previsionais enviados pelas empresas reguladas para os custos e para os investimentos. Apresentam-se, igualmente, os valores dos ajustamentos aos proveitos, com os cálculos dos desvios ocorridos entre os valores previstos para tarifas, os valores faturados pelas empresas dois anos antes e as estimativas consideradas dos valores a faturarem no ano anterior.

No documento da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2019-2020”, a análise da procura de gás natural prevista para o ano tarifário tem incidência na definição dos custos previstos (de que a aquisição de energia primária é um exemplo) e no cálculo dos preços das várias tarifas, cujo nível tarifário deve recuperar os proveitos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determina a utilização esperada para o ano gás das diversas infraestruturas do sistema de gás natural, bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de faturação.

O documento de “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”¹³ apresenta os parâmetros a aplicar às atividades reguladas por incentivos para o período de regulação 2020 a 2023, com a justificação das metodologias adotadas, bem como o custo de capital para as atividades reguladas em Alta Pressão e para a atividade de Distribuição de gás natural.

2.3.1 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Apresenta-se no Quadro 2-17 a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2019-2020 e os do ano gás 2018-2019. Observa-se um acréscimo dos proveitos permitidos para esta atividade, principalmente devido à redução do valor dos ajustamentos a devolver pelo operador do terminal de GNL aos consumidores de gás natural e à redução do custo com capital.

¹³ O documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, de junho de 2016, apresenta os parâmetros aplicados em 2019.

Quadro 2-17 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2018-2019	Proveitos permitidos 2019-2020	Varição valor	Varição (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
a	Custos com capital afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	29 923	25 974	-3 949	-13,2%
b=1+2*3+4*5	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	8 314	9 781	1 467	17,7%
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 571	4 068	-503	-11,0%
2	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)	0,079530	0,038744	-0,040785	-51,3%
3	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	27 007	39 711	12 704	47,0%
4	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,043845	0,095088	0,051243	116,9%
5	Consumo de energia ativa (MWh)	36 113	44 071	7 958	22,0%
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	-
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
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	0	0	0	-
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 considerado 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	19 208	12 673	-6 535	-
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	1 765	67	-1 698	-
$j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i$	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	17 264	23 015	5 752	33,3%
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 l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	-4 500	-850	3 650	-
l=j-k	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	21 764	23 865	2 102	9,7%

2.3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida pela REN Armazenagem na sua vertente concessionada e na atividade parcialmente trespassada da Transgás Armazenagem ao abrigo do contrato de trespassse 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 Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos da REN Armazenagem para o ano gás de 2019-2020 e para do ano gás 2018-2019. Verifica-se uma redução dos proveitos permitidos da atividade, decorrente, do aumento dos ajustamentos a devolver aos consumidores de gás natural e à aplicação de novos

parâmetros para o período regulatório que se inicia em 2020, com maior destaque para as taxas de remuneração.

Quadro 2-18 - Proveitos da REN Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2018-2019	Proveitos permitidos 2019-2020	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
a	Custos com capital afetos a esta atividade	16 847	15 606	-1 241	-7,4%
b=1+2*3+4	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 322	3 281	-41	-1,2%
1	Componente fixa (103€)	2 404	2 179	-226	-9,4%
2	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,235133	0,168186	-0,066947	-28,5%
3	Energia extraída/injetada (GWh)	3 332	6 239	2 907	87,2%
4	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo	134	49	-85	-63,6%
c	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	134	107	-27	-20,4%
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"	0	0	0	-
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	-
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 considerado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	4 613	5 061	448	-
k	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-574	242	817	-
l	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015	-825	0	825	-
$j = a+b-c+d+e*(1+f+g)*(1+h+i)-j-k-l$	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	16 820	13 477	-3 343	-19,9%
m	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	4 500	850	-3 650	-81,1%
p=j-m	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	12 320	12 627	307	2,5%

2.3.3 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

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.

O Quadro 2-19 apresenta os proveitos para o ano gás de 2019-2020 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2018-2019	Proveitos permitidos 2019-2020	Varição valor	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
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	422	10	2,5%
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	-
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.	0	-185	-185	-
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	0	-
E = A + B + C + D	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	412	607	195	47,4%

2.3.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2019-2020 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN e os do ano gás 2018-2019. O acréscimo dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN associados à parcela I da tarifa de UGS decorre principalmente da parcela do desconto resultante da aplicação da tarifa de Acesso às Redes opcionais em MP, que passou a ser recuperada nessa tarifa, ao contrário do que sucedia anteriormente, em que era recuperada na tarifa de URT. A redução ocorrida ao nível da parcela II da tarifa de UGS deriva dos ajustamentos da atividade de

Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, a devolver aos consumidores, que passa de -1,4 milhões de euros para -6,8 milhões de euros.

Quadro 2-20 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2018-2019	Proveitos permitidos 2019-2020	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G+H+I+K	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	5 656	4 431	-1 225	-21,7%
B=1+2+3+4-5	Custos da gestão técnica global do SNGN	12 345	12 761	415	3,4%
1	Custos com capital afetos a esta atividade	4 258	3 888	-369	-8,7%
2	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	1 058	2 782	1 725	163,1%
3	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	3 606	1 933	-1 673	-46,4%
4	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	3 808	4 157	349	9,2%
5	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	383	0	-383	-99,9%
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0	0	0	-
D	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	0	0	0	-
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	0	0	0	-
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	3 766	722	-3 043	-80,8%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	137	226	89	64,8%
H	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos 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	8 082	8 781	699	-
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	1 850	497	-1 352	-
J	Compensação por desvios de faturação	-660	0	660	-
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	5 656	4 431	-1 225	-21,7%
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	-4 500	-850	3 650	-
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	4 500	850	-3 650	-81,1%
N	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	0	5 219	5 219	-
O=K+L+M+N	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	5 656	9 649	3 993	70,6%
6	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.	-1 373	-6 806	-5 433	-
7	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	0	0	-
8	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	0	0	0	-
9	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	267	296	29	10,8%
P=6+7-8+9	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	-1 106	-6 510	-5 404	488,6%
10	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	0	-
Q=10	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN	0	0	0	-
R=O+P+Q	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	4 550	3 139	-1 411	-31,0%

2.3.5 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2019-2020 da atividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2018-2019. Face ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT diminuem significativamente, face à redução do valor do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s-1, à transferência para a tarifa de UGS I da parcela de diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP e aos novos parâmetros aplicados à atividade (taxa de remuneração e bases de custo). Para mitigar esta variação, não foi considerado o ajustamento de s-1, no total de 18,9 milhões de euros a devolver pela empresa aos consumidores.

Quadro 2-21 - Proveitos da atividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2018-2019	Proveitos permitidos 2019-2020	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Custos com capital afetos a esta atividade	60 976	56 695	-4 281	-7,0%
2=a+b*c+d+e	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	19 119	18 630	-489	-2,6%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	7 960	7 660	-300	-3,8%
b	Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (103€/GWh/dia)	21,809022	17,328159	-4,480863	-20,5%
c	Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)	304	318	14	4,6%
d	Custo de transporte por rodovia de GNL	3 969	4 226	257	6,5%
e	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	561	1 236	675	120,2%
3	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	562	1 237	675	120,0%
4	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	0	0	-
5	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	-
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0%	0%	0%	-
7	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0%	0%	0%	-
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0%	0%	0%	-
9	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0%	0%	0%	-
10	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	26 815	0	-26 815	-
11	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-437	4 325	4 763	-
A=1+2-3+4-5*(1+6+7)*(1+8+9)-10-11	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	53 155	69 764	16 609	31,2%
B	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP previstos para o ano gás t	5 570	0	-5 570	-100,0%
C=A+B	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	58 725	69 764	11 039	18,8%
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	-34 116	-3 428	30 688	-
E=C-D	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	92 840	73 191	-19 649	-21,2%

2.3.6 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-22 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás 2019-2020 da atividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2018-2019. Observa-se que os proveitos permitidos aumentam cerca de 2% em resultado do aumento verificado na rubrica de custos de exploração aceites pela ERSE. Este aumento resulta da definição dos parâmetros para o novo período de regulação. No que respeita aos proveitos a recuperar, constata-se que os mesmos diminuíram cerca de 3% devido aos ajustamentos de anos anteriores serem a devolver pelas empresas.

Os quadros referentes aos proveitos a recuperar pelos operadores de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador são apresentados no Documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Quadro 2-22 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10⁹ EUR

		BeiraGás					DianaGás					DurienseGás				
		Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %	Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %	Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %
		2018-2019	2019-2020			17-18/18-19	2018-2019	2019-2020			17-18/18-19	2018-2019	2019-2020			17-18/18-19
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 332	5 239	5 433	5 174	-2%	1 274	1 342	1 354	1 338	5%	3 541	3 596	3 706	3 559	2%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	1 927		2 095	2 152		643		745	804		1 889		2 098	2 149	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	58 520		58 554	58 126		10 840		10 688	10 265		28 392		28 215	27 109	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	5,82%		5,70%	5,20%		5,82%		5,70%	5,20%		5,82%		5,70%	5,20%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 587	3 788	3 723	3 810	6%	1 340	1 305	1 346	1 291	-3%	1 815	1 892	1 865	1 901	4%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	8 919	9 027			1%	2 614	2 647			1%	5 356	5 488	5 571	5 460	2%
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0				0	0				0	0			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	-478	1 702				-178	411				-665	730			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	236	343				10	-38				17	879			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	9 160	6 981			-24%	2 783	2 275			-18%	6 004	3 878			-35%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Lisboagás					Lusitaniagás					Medigás				
		Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %	Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %	Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %
		2018-2019	2019-2020			17-18/18-19	2018-2019	2019-2020			17-18/18-19	2018-2019	2019-2020			17-18/18-19
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	42 635	40 710	42 094	40 248	-5%	22 859	21 704	22 581	21 411	-5%	1 951	2 046	2 057	2 043	5%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	14 413		14 713	15 734		7 316		7 473	7 730		1 010		1 123	1 202	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	485 093		480 357	471 440		267 169		265 052	263 108		16 182		16 387	16 163	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	5,82%		5,70%	5,20%		5,82%		5,70%	5,20%		5,82%		5,70%	5,20%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	26 246	26 346	26 249	26 379	0%	8 956	8 969	8 972	8 968	0%	1 113	1 190	1 156	1 202	7%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	68 881	67 056			-3%	31 816	30 672	31 553	30 379	-4%	3 065	3 237	3 213	3 245	6%
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	112	90				4 020	3 602				0	0			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	477	5 714				-1 615	-3 274				87	382			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	233	1 541				8 695	718				102	-112			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	68 059	59 711			-12%	20 715	29 626			43%	2 876	2 967			3%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Pagás					REN Portgás Distribuição					Setgás				
		Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %	Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %	Tarifas	Tarifas	2019	2020	Variação %
		2018-2019	2019-2020			17-18/18-19	2018-2019	2019-2020			17-18/18-19	2018-2019	2019-2020			17-18/18-19
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	570	635	645	631	11%	39 573	41 455	42 426	41 131	5%	12 683	12 393	12 870	12 235	-2%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	270		355	378		12 412		15 419	16 104		4 012		4 413	4 611	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	5 144		5 098	4 873		466 834		473 802	481 288		149 028		148 366	146 600	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	5,82%		5,70%	5,20%		5,82%		5,70%	5,20%		5,82%		5,70%	5,20%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	447	468	450	474	5%	12 606	13 039	12 748	13 136	3%	6 066	6 247	6 103	6 295	3%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA						0									
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	1 017	1 103	1 095	1 105	8%	52 178	54 494	55 174	54 268	4%	18 749	18 640	18 972	18 529	-1%
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0				1 063	1 160				374	366			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	38	190				-1 123	803				-912	1 759			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-61	-47				-3 025	859				792	350			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	1 040	960			-8%	55 263	51 672			-6%	18 495	16 165			-13%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10⁷ EUR

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2018-2019	2019-2020	2019	2020	17-18/18-19	2018-2019	2019-2020	2019	2020	17-18/18-19	2018-2019	2019-2020	2019	2020	17-18/18-19
A=1+(2'3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	6 788	9 656	8 869	9 919	42%	7 428	7 429	7 677	7 346	0%	144 635	146 205	149 712	145 036	1%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	3 337		5 112	5 685		2 661		3 033	3 118		49 891		56 579	59 667	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1	59 321		65 918	81 425		81 940		81 467	81 320		1 628 464		1 633 904	1 641 717	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	5,82%		5,70%	5,20%		5,82%		5,70%	5,20%		5,82%		5,70%	5,20%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 681	4 637	3 642	4 968	26%	3 487	3 494	3 523	3 484	0%	69 344	71 375	69 776	71 908	3%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	10 469	14 293	12 511	14 887	37%	10 915	10 923	11 200	10 831	0%	213 978	217 580			2%
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0				0	0				5 570	5 219			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	886	1 917				242	257				-3 242	10 591			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	98	449				664	-147				7 762	4 795			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	9 486	11 927			26%	10 008	10 812			8%	203 888	196 975			-3%

2.3.7 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2019 e 2020 foi de: i) 2,2496 cent€/kWh, para 2019 e de ii) 2,2496 cent€/kWh, para 2020, 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 a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 2-23.

Quadro 2-23 - Custos das infraestruturas de gás natural

	Unidade: cent€/kWh
	2019-2020
Custo unitário terminal GNL	0,02580
Custo unitário armazenamento subterrâneo	0,04400
Custo unitário imobilização Reserva Estratégica	0,00575
Custo unitário rede transporte	0,01676
Custo unitário (Custos Galp Gás Natural)	0,00866
Custo unitário total	0,10097

2.3.8 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-24 apresenta os proveitos para o ano gás 2019-2020 do Comercializador de último recurso 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, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso.

Quadro 2-24 - 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 2018-2019 (1)	Proveitos Permitidos 2019	Proveitos Permitidos 2020	Proveitos Permitidos 2019/2020 (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	23 046	23 130	20 506	21 162	-8%
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	267	283	300	296	11%
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	-1 748			1 878	
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	-1 419			135	
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	500			94	-81%
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	25 979	23 413	20 807	19 351	-26%
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	267	283	300	296	
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	2 667			-2 107	
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 de 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	23 046	23 130	20 506	21 162	

2.3.9 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-25 e o Quadro 2-26 apresentam os proveitos da função de Compra e Venda de gás natural e os da função de Comercialização de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista, respetivamente, para o ano gás 2018-2019 e 2019-2020 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Quadro 2-25 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural de Comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2018-2019 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	1 182	174	633	4 758	9 669	3 486	313	90	2 015	112	613	23 046
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-268	-30	-72	-111	-1 247	-636	-32	-13	-239	28	-135	-2 753
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	626	48	161	2 089	2 559	256	77	18	788	50	34	6 706
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	1 601	-202	109	915	-1	-2 673	103	11	39	57	129	87
E	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	-776	358	435	1 864	8 359	6 540	165	75	1 426	-24	585	19 006

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2019-2020 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	1 178	159	607	4 120	8 738	3 414	270	80	1 842	37	716	21 162
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-198	-20	-72	-489	-964	-374	-27	-9	-149	-71	-71	-2 445
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	534	30	248	2 202	2 036	21	170	15	624	176	105	6 161
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	198	33	-185	947	-72	-268	22	20	134	36	115	982
E	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	643	116	615	1 460	7 738	4 035	105	54	1 234	-104	568	16 463

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3) = (2)-(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	-4	-15	-26	-638	-931	-72	-42	-10	-173	-74	103	-1 883
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	71	9	0	-379	283	262	5	4	90	-100	63	309
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-92	-18	88	113	-523	-235	93	-3	-165	126	71	-544
D	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-1 402	235	-294	32	-71	2 405	-80	10	94	-21	-13	895
E	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural previstos para o ano gás <i>t</i> E=A-B-C-D	1 420	-241	180	-404	-621	-2 505	-60	-21	-192	-80	-17	-2 543

		Variação % (4) = (3)/(1)-1											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	0%	-9%	-4%	-13%	-10%	-2%	-14%	-12%	-9%	-67%	17%	-8%
	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1												
	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2												
	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas												
	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural previstos para o ano gás <i>t</i>	-183%	-68%	41%	-22%	-7%	-38%	-37%	-28%	-13%	331%	-3%	-13%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Quadro 2-26 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos 2018-2019 (1)													
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total	
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	481	102	293	1 710	3 925	1 618	169	43	1 311	97	315	10 063
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t	0	0	0	229	0	0	0	0	0	0	0	229
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 gás t	16	0	43	557	305	16	6	3	132	0	42	1 119
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	65			230	538	200			148		37	1 219
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	26	29	14	338	763	120	19	-8	275	27	-19	1 584
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	-4	13	8	-600	181	-98	-1	0	32	7	-7	-470
G	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D+E-F	541	60	314	2 987	3 823	1 812	157	53	1 284	63	421	11 517

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos 2019-2020 (2)													
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total	
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	381	78	244	1 753	3 518	1 476	141	38	1 130	118	302	9 180
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t	0	0	0	172	0	0	0	0	0	0	0	172
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 gás t	0	0	10	398	73	96	1	0	2	0	35	616
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	53			169	469	184			134		29	1 039
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	29	5	35	409	742	-148	10	1	200	2	-19	1 267
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	0	-2	9	695	711	39	1	1	115	-15	20	1 575
G	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D+E-F	406	75	210	1 387	2 606	1 866	132	36	951	131	366	8 165

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3) = (2)-(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	-100	-24	-49	42	-407	-141	-28	-4	-181	20	-13	-884
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t				-57								-57
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 gás t	-16	0	-32	-159	-232	80	-5	-3	-130	0	-6	-503
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	-13					-16						-180
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	3	-23	21	71	-21	-268	-10	9	-74	-25	0	-317
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	4	-15	1	1 296	530	137	2	1	83	-23	28	2 045
G	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D+E-F	-136	14	-104	-1 600	-1 217	54	-25	-17	-333	67	-55	-3 352

		Variação % (4) = (3)/ (1)-1											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	-21%	-23%	-17%	2%	-10%	-9%	-16%	-10%	-14%	21%	-4%	-9%
	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t				-25%								-25%
	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 gás t		-100%	-76%	-28%	-76%	484%	-78%		-99%			-45%
	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	-19%					-8%						-15%
	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1												
	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2												
	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	-25%	24%	-33%	-54%	-32%	3%	-16%	-32%	-26%	107%	-13%	-29%

2.4 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos em cada uma das atividades do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural, do operador logístico de mudança de comercializador, do operador da rede de transporte de gás natural, dos operadores das redes de distribuição de gás natural, do Comercializador de último recurso grossista e dos Comercializadores de último recurso.

O Quadro 2-27 apresenta os parâmetros a vigorar nos anos civis 2019 e 2020 cujos racionais para a sua fixação encontra-se nos documentos “Parâmetros para o período de regulação 2016-2017 a 2018 a 2019”, de junho de 2016, e “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2019-2020-a 2021-2022”, de março de 2019, respetivamente.

Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2019-2020

Parâmetro	Valor adotado para 2019	Valor adotado para 2020	Descrição	RT aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, 16 de abril	RT em vigor
r_{RAR_r}	5,40%	5,00%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, em percentagem	Art.º 76.º	Art.º 79.º
$r_{AS,r}$	5,40%	5,00%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, em percentagem	Art.º 77.º	Art.º 80.º

Parâmetro	Valor adotado para 2019	Valor adotado para 2020	Descrição	RT aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, 16 de abril	RT em vigor
r_{GTGS}	5,40%	5,00%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 80.º	Art.º 83.º
r_T	5,40%	5,00%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 81.º	Art.º 84.º
r_D	5,70%	5,20%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 88.º	Art.º 91.º
$FCE_{RAR,n}$	Quadro 2-28		Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento de GNL	Art.º 76.º	Art.º 79.º
$VCE_{RAR,n}^{IPB}$	Quadro 2-28		Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 76.º	Art.º 79.º
$VCE_{RAR,n}^{\mu}$	Quadro 2-28		Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 76.º	Art.º 79.º

Parâmetro	Valor adotado para 2019	Valor adotado para 2020	Descrição	RT aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, 16 de abril	RT em vigor
$X_{FCE_{RAR}}$	Quadro 2-28		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em percentagem	Art.º 76.º	Art.º 76.º
$X_{VCE_{RAR}}$	Quadro 2-28		Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 76.º	Art.º 79.º
$X_{VCE_{RAR}}$	Quadro 2-28		Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento não indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 76.º	Art.º 79.º
Y_t^{OT}	Ano gás 2019-2020 0,31071		Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNGN	Art.º 76.º	Art.º 79.º
$FCE_{AS,s}$	Quadro 2-29		Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 77.º	Art.º 80.º

Parâmetro	Valor adotado para 2019	Valor adotado para 2020	Descrição	RT aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, 16 de abril	RT em vigor
$VCE_{AS, s}$	Quadro 2-29		Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 77.º	Art.º 80.º
X_{FCEAS}	Quadro 2-29		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 77.º	Art.º 80.º
X_{VCEAS}	Quadro 2-29		Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 77.º	Art.º 80.º
y_t^{OAS}	Ano gás 2019-2020 0,37185		Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNGN	Art.º 77.º	Art.º 80.º
-	417	424	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás natural aceites pela ERSE, no ano t	Art.º 78.º	Art.º 81.º
$CEE_{GTGS, s}$	Quadro 2-30		Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	Art.º 80.º	Art.º 83.º
X_{CEGTGS}	Quadro 2-30		Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 80.º	Art.º 83.º

Parâmetro	Valor adotado para 2019	Valor adotado para 2020	Descrição	RT aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, 16 de abril	RT em vigor
$FCE_{T,s}$	Quadro 2-31		Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 81.º	Art.º 84.º
$VCE_{T,s}$	Quadro 2-31		Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 81.º	Art.º 84.º
X_{FCE_T}	Quadro 2-31		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 81.º	Art.º 84.º
X_{VCE_T}	Quadro 2-31		Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 81.º	Art.º 84.º
K_s^{ORT}	Ano gás 2019-2020 20%		Valor que limita a aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural na atividade de Transporte, em percentagem	Art.º 81.º	Art.º 84.º
$FCE_{D,s}^k$	Quadro 2-32		Componentes fixas dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, no ano s (em milhares de euros)	Art.º 88.º	Art.º 91.º
$VCE_{D,s}^k$	Quadro 2-32		Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, no ano s (a aplicar à energia distribuída)	Art.º 88.º	Art.º 91.º

Parâmetro	Valor adotado para 2019	Valor adotado para 2020	Descrição	RT aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, 16 de abril	RT em vigor
X_{FCED}^k	Quadro 2-32		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, em percentagem	Art.º 88.º	Art.º 91.º
X_{VCEd}^k	Quadro 2-32		Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, em percentagem.	Art.º 88.º	Art.º 91.º
\tilde{C}_{ECs}^{CURk}	Quadro 2-33		Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e ano s+1	Art.º 103.º	Art.º 106.º
X_C^{CURk}	2%	2%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 103.º	Art.º 106.º
r^{CURk}	5,70%	5,20%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às atividades do Comercializador de último recurso	Art.º 103.º	Art.º 106.º

Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2019-2020

	2019	2020	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	4 571	3 901	2,0%
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,079528	0,025150	
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,054573	0,108593	

Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2019-2020

	REN Armazenagem		
	2019	2020	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	2 392	2 108	3,0%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (€/GWh)	0,233944	0,146267	

Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do SNGN a vigorar no ano gás 2019-2020

	2019	2020	Eficiência anual
Componente de custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência (10 ³ €)	1 058	3 357	2,0%

Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar
no ano gás 2019-2020

	2019	2020	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	7 920	7 573	3,0%
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10 ³ €/GWh/dia)	21,698751	15,871295	

Quadro 2-32 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2019-2020

2019	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 386,825	0,000556	0,030607
Dianagás	519,573	0,002305	0,060852
Duriensegás	707,005	0,001272	0,027457
REN Portgás Distribuição	4 787,590	0,000256	0,016095
Lisboagás	10 385,946	0,000832	0,022220
Lusitaniagás	3 456,744	0,000159	0,018031
Medigás	419,688	0,001590	0,023131
Paxgás	177,527	0,003916	0,033879
Setgás	2 377,644	0,000468	0,016451
Sonorgás	972,495	0,005026	0,101344
Tagusgás	1 298,602	0,000407	0,041568

2020	Termo fixo	Termos variáveis		Eficiência anual
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%
Beiragás	1 523,912	0,000496	0,030449	3,0
Dianagás	451,846	0,002347	0,060629	3,0
Duriensegás	665,319	0,001242	0,029808	2,5
REN Portgás Distribuição	5 254,587	0,000258	0,015156	2,5
Lisboagás	10 551,584	0,000829	0,022092	2,5
Lusitaniagás	3 587,044	0,000154	0,017397	2,5
Medigás	420,705	0,001653	0,024129	2,0
Paxgás	165,890	0,004592	0,037743	2,0
Setgás	2 517,921	0,000488	0,016375	2,5
Sonorgás	1 738,879	0,004377	0,083889	5,0
Tagusgás	1 393,778	0,000359	0,038750	4,0

Quadro 2-33 - Parâmetros do Comercializador de último recurso retalhista a vigorar
no ano gás 2019-2020

2019	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	109,438	0,480	28,92235	34,72401
Dianagás	25,717	0,070	34,90465	39,85005
Sonorgás	36,680	1,003	38,56970	1114,41556
Duriensegás	68,308	0,314	30,44860	83,76393
Lisboagás	989,765	1,958	23,90072	30,30594
Lusitaniagás	380,927	0,830	25,82187	36,55459
Medigás	44,761	0,324	22,30584	324,42154
Paxgás	10,509	0,249	17,41489	331,35155
EDP Gás SU	447,451	1,076	30,61622	56,72096
Setgás	329,478	0,517	27,68947	41,41433
Tagusgás	97,011	0,570	30,96651	68,35023

2020	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	105,052	0,425	20,78627	33,29904
Dianagás	20,876	0,076	24,26713	44,54321
Sonorgás	37,280	0,000	151,79696	0,00000
Duriensegás	67,247	0,292	21,77203	116,26952
Lisboagás	1027,825	2,252	22,47643	34,74034
Lusitaniagás	431,364	1,054	23,33882	44,72017
Medigás	39,537	0,262	18,37159	272,10068
Paxgás	10,839	0,300	15,77478	560,15764
EDP Gás SU	532,968	3,661	34,94556	90,34994
Setgás	325,168	0,616	24,35537	52,77838
Tagusgás	89,257	0,443	32,14231	72,53490

2.5 COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

2.5.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como referido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural”, no Quadro 2-34, apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2019-2020

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	OLMC	URD	Total ORD
Beiragás	1 109	205 834	-11 052	175 358	7 312	-1 492 796	-1 114 235
Dianagás	-3 726	10 040	6 233	13 462	-2 627	1 106 443	1 129 825
Duriensegás	134	73 728	98 887	152 074	-8 058	-601 790	-285 026
REN Portgás Distribuição	-472 341	787 222	272 383	127 862	7 120	-6 304 044	-5 581 799
Lisboagás	-71 912	62 191	349 069	-240 825	-108 516	811 262	801 268
Lusitâniagás	321 816	512 265	-274 068	-705 410	124 935	-8 410 357	-8 430 818
Medigás	-4 546	4 107	15 857	-14 568	-5 161	974 584	970 273
Paxgás	-5 732	12 267	4 294	-867	-2 167	543 152	550 947
Setgás	3 848	-1 678 076	-384 587	444 627	-19 542	592 747	-1 040 983
Sonorgás	200 674	-77 019	-39 746	13 324	-7 926	9 170 376	9 259 683
Tagusgás	30 677	87 440	-37 270	34 962	14 631	3 610 424	3 740 865
Total	0	0	0	0	0	0	0

(a) A parcela UGS II < não inclui sobreproveito

No Quadro 2-35 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD, identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores. No ano gás 2019-2020, as compensações entre os ORD ascendem a 16 453 milhares de euros.

Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2019-2020

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	Beiragás	Duriensegás	Lusitaniagás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Total ORD
Dianagás	76 515	19 573	578 948	383 305	71 485	1 129 825
Lisboagás	54 264	13 881	410 588	271 838	50 697	801 268
Medigás	65 710	16 809	497 190	329 175	61 390	970 273
Paxgás	37 312	9 544	282 318	186 914	34 859	550 947
Sonorgás	627 092	160 413	4 744 871	3 141 441	585 866	9 259 683
Tagusgás	253 342	64 806	1 916 904	1 269 126	236 687	3 740 865
Total	1 114 235	285 026	8 430 818	5 581 799	1 040 983	0

Para além das compensações anteriores relativas ao ano gás 2019-2020, que se inicia em outubro, são igualmente publicadas as compensações relativas ao período de julho a setembro de 2019. Estes valores correspondem a um trimestre dos valores totais publicados para o ano gás 2018-2019.

Quadro 2-36 - Compensação entre os ORD – julho a setembro de 2019

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	REN Portgás Distribuição	Lusitâniagás	Total ORD
Beiragás	29 857	183 787	213 644
Dianagás	54 181	333 522	387 703
Duriensegás	57 154	351 818	408 972
Lisboagás	446 619	2 749 242	3 195 861
Medigás	31 049	191 127	222 175
Paxgás	21 234	130 711	151 945
Setgás	72 060	443 576	515 636
Sonorgás	246 292	1 516 091	1 762 382
Tagusgás	85 260	524 830	610 090
Total	1 043 704	6 424 704	0

2.5.2 TRANSFERÊNCIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA PARA OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Relativamente ao sobreprojeito, 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 sobreprojeito transferido será do CUR para o respetivo ORD.

No Quadro 2-37 apresenta-se o valor estimado do sobreprojeito a receber por cada ORD.

Quadro 2-37 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2019-2020

Unidade: EUR

Empresas	Sobreproveito
Beiragás	81 773
Dianagás	7 121
Duriensegás	13 575
REN Portgás Distribuição	243 905
Lisboagás	293 984
Lusitâniagás	150 671
Medigás	11 055
Paxgás	3 557
Setgás	90 433
Sonorgás	793
Tagusgás	53 708
Total	950 574

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 2-38 - Transferências do sobreproveito

Unidade: EUR

Pagadores CUR	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores ORD											
Beiragás	81 773										81 773
Dianagás		7 121									7 121
Duriensegás			13 575								13 575
REN Portgás Distribuição				243 905							243 905
Lisboagás					293 984						293 984
Lusitâniagás						150 671					150 671
Medigás							11 055				11 055
Paxgás								3 557			3 557
Setgás									90 433		90 433
Sonorgás										793	793
Tagusgás											53 708
	81 773	7 121	13 575	243 905	293 984	150 671	11 055	3 557	90 433	793	53 708
											950 574
% de faturação do CUR a transferir	6,9%	4,5%	2,2%	5,9%	3,4%	4,4%	4,1%	4,4%	4,9%	2,1%	7,5%

Tal como efetuado nas compensações entre ORD, para além da transferência do sobreproveito do ano gás 2019-2020, que se inicia em outubro, é igualmente publicada a transferência relativa ao período de julho a setembro de 2019. Estes valores correspondem a um trimestre dos valores totais publicados para o ano gás 2018-2019.

Quadro 2-39 - Sobreproveito a transferir, por ORD – julho a setembro de 2019

Unidade: EUR

Empresas	Sobreproveito
Beiragás	18 406
Dianagás	2 616
Duriensegás	3 857
REN Portgás Distribuição	79 130
Lisboagás	74 515
Lusitâniagás	33 500
Medigás	2 227
Paxgás	905
Setgás	20 769
Sonorgás	1 931
Tagusgás	4 858
Total	242 713

Quadro 2-40 - Transferências do sobreproveito – julho a setembro de 2019

Unidade: EUR

Pagadores CUR	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores ORD											
Beiragás	18 406										18 406
Dianagás		2 616									2 616
Duriensegás			3 857								3 857
REN Portgás Distribuição				79 130							79 130
Lisboagás					74 515						74 515
Lusitâniagás						33 500					33 500
Medigás							2 227				2 227
Paxgás								905			905
Setgás									20 769		20 769
Sonorgás										1 931	1 931
Tagusgás											4 858
	18 406	2 616	3 857	79 130	74 515	33 500	2 227	905	20 769	1 931	4 858
% de faturação do CUR a transferir	6,2%	6,0%	2,4%	6,7%	3,1%	3,8%	2,9%	4,0%	4,1%	6,9%	3,2%

2.5.3 TRANSFERÊNCIAS ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

2.5.3.1 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 54,0836% dos proveitos da parcela I da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN do operador da rede de transporte no ano gás de 2019-2020, em função da faturação mensal da tarifa de UGS. O Quadro 2-41 reflete a transferência prevista para o ano gás 2019-2020.

Quadro 2-41 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2019-2020

ORD	Euro	ORD	%
REN Portgás Distribuição	1 160 354	REN Portgás Distribuição	12,0252%
Lisboagás	89 945	Lisboagás	0,9321%
Lusitaniagás	3 602 188	Lusitaniagás	37,3310%
Setgás	366 217	Setgás	3,7953%
Total	5 218 704	Total	54,0836%

De seguida é publicada a transferência relativa ao diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP correspondente ao período de julho a setembro de 2019. Estes valores correspondem a um trimestre dos valores totais publicados para o ano gás 2018-2019.

Quadro 2-42 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD – julho a setembro de 2019

ORD	Euro	ORD	%
REN Portgás Distribuição	265 865	REN Portgás Distribuição	1,1455%
Lisboagás	28 042	Lisboagás	0,1208%
Lusitaniagás	1 004 999	Lusitaniagás	4,3300%
Setgás	93 501	Setgás	0,4028%
Total	1 392 406	Total	5,9992%

2.5.3.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No Quadro 2-43 apresentam-se os descontos previstos para o ano gás 2019-2020 por operador de rede de distribuição no âmbito da tarifa Social.

Quadro 2-43 - Descontos previstos para o ano gás 2019-2020, no âmbito da tarifa Social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	72 827
Dianagás	13 985
Duriensegás	39 447
REN Portgás Distribuição	262 518
Lisboagás	705 009
Lusitâniagás	258 206
Medigás	26 057
Paxgás	8 561
Setgás	180 493
Sonorgás	4 113
Tagusgás	46 728
Total	1 617 944

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 recebidos e suportados referentes à tarifa Social.

Os montantes suportados pelo operador da rede de transporte, Comercializadores de último recurso e Comercializadores de mercado apresentam-se seguidamente no Quadro 2-44.

Quadro 2-44 - 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 2019-2020

Unidade: EUR

	Empresas	Tarifa Social
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos	692 035
Operadores de Rede de Distribuição	Beiragás	12 234
	Dianagás	927
	Duriensegás	2 703
	REN Portgás Distribuição	76 769
	Lisboagás	49 812
	Lusitâniagás	91 065
	Medigás	1 186
	Paxgás	188
	Setgás	20 170
	Sonorgás	1 255
Comercializadores de Último Recurso	Tagusgás	14 340
	Beiragás	641
	Dianagás	94
	Duriensegás	349
	EDP Gás SU	2 642
	Lisboagás	4 978
	Lusitâniagás	1 962
	Medigás	180
	Paxgás	52
	Setgás	1 088
Comercializadores de mercado	Sonorgás	109
	Tagusgás	347
	EDPGás COM	90 460
	Galp Gás	293 251
	Endesa	90 734
	Gás Natural fenosa	61 434
	EDP Comercial	37 200
	Galp Power	28 408
	Goldenergy	16 313
	Gás do Mário	9
	Cepsa	21 574
	ROLEAR	251
	AUDAX PT	32
	Iberdrola	591
Luzigas	2	
PH Energia	1 765	
Crieneco	711	
Aldro	0,4	
TOTAL		1 617 944

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2018.

No Quadro 2-47 são apresentados os montantes suportados pelo operador da rede de transporte, Comercializadores de último recurso e Comercializadores de mercado relativos ao ajustamento do financiamento da tarifa Social estimado para 2018.

Quadro 2-45 - Ajustamento 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 estimado para 2018

		Unidade: EUR	
		Empresas	Tarifa Social
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos		82 781
	Beiragás		989
Operadores de Rede de Distribuição	Dianagás		89
	Duriensegás		233
	REN Portgás Distribuição		8 361
	Lisboagás		4 970
	Lusitâniagás		9 260
	Medigás		116
	Paxgás		17
	Setgás		2 091
	Sonorgás		148
	Tagusgás		1 485
Comercializadores de Último Recurso	Beiragás		65
	Dianagás		10
	Duriensegás		37
	EDP Gás SU		287
	Lisboagás		554
	Lusitâniagás		209
	Medigás		19
	Paxgás		6
	Setgás		118
	Sonorgás		10
Comercializadores de mercado	Tagusgás		42
	EDPGás COM		14 059
	EDP Comercial		3 888
	Galp Gás		31 410
	Galp Power		2 775
	Endesa		15 034
	Gás Natural fenosa		4 763
	Iberdrola		11
	Incrygas		167
	Goldenergy		1 671
	Cepsa		2 982
	Gás do Mário		1
	Rolear		25
	Audax		35
	PH Energia		35
	Ecochoice		1
	Crieneco		25
TOTAL			188 777

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2017.

Os montantes acima referidos resultam do ajustamento estimado para 2018 calculado de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 2-46 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social 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 estimado transferir pelo ORT relativo aos custos com financiamento da tarifa social estimados para o ano s-1	64	13	35	667	242	24	8	246	174	9	40	1 522
B	Custos estimados com o financiamento da tarifa social, do ORD, no ano s-1	51	11	39	409	192	22	5	729	200	0	51	1 710
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	13	1	-4	259	50	2	3	-483	-26	9	-11	-188
D	Isca de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 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%
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, atualizado ao ano s	14	1	-4	260	50	2	3	-486	-26	9	-11	-189

No Quadro 2-47 apresenta-se o montante referente ao ajustamento 2017, no âmbito da tarifa Social, por operador de rede de distribuição k, de acordo com os artigos 77.º, 80.º e 81.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 415/2016, de 14 de abril, na sua última redação.

Quadro 2-47 – Montantes a transferir no âmbito da tarifa Social, por operador de rede de distribuição k

		Unidade: EUR							
Recebedores	Pagadores	REN	Beiragás	Dianagás	Lisboagás	Lusitaniagás	Setgás	Paxgás	Sonorgás
	REN			28 717	168	3 973	2 886	5 095	146
Duriensegás		16 213							
REN Portgás Distribuição		241 782							
Medigás		8 025							
Tagusgás		828							

Os valores a receber pela REN correspondem aos montantes fixados pela ERSE e os valores a pagar pela REN deverão ser transferidos mensalmente em proporção da faturação, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 2-48 – Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte, no âmbito da tarifa Social, referentes ao ajustamento de 2017, para o operador de rede de distribuição k

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social	Empresas	Tarifa Social
Duriensegás	16 213	Duriensegás	0,1680%
REN Portgás Distribuição	241 782	REN Portgás Distribuição	2,5057%
Medigás	8 025	Medigás	0,0832%
Tagusgás	828	Tagusgás	0,0086%

Para além dos montantes do desconto e das transferências da tarifa social relativas ao ano gás 2019-2020, que se inicia em outubro, são igualmente publicados os valores relativos ao desconto da tarifa social e respetivas transferências para o período de julho a setembro de 2019. Estes valores correspondem a um trimestre dos montantes de desconto previsto conceder (não incluindo os ajustamentos do passado) no âmbito da tarifa social que foram publicados para o ano gás 2018-2019.

Quadro 2-49 – Descontos previstos no âmbito da tarifa social – julho a setembro de 2019

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	17 473
Dianagás	3 247
Duriensegás	1 697
REN Portgás Distribuição	9 498
Lisboagás	181 127
Lusitâniagás	62 565
Medigás	6 707
Paxgás	2 177
Setgás	64 456
Sonorgás	46 109
Tagusgás	10 782
Total	405 838

Quadro 2-50 - 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 – julho a setembro de 2019

		Unidade: EUR	
		Empresas	Tarifa Social
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos		172 061
	Beiragás		2 209
Operadores de Rede de Distribuição	Dianagás		201
	Duriensegás		525
	REN Portgás Distribuição		17 297
	Lisboagás		11 130
	Lusitâniagás		20 615
	Medigás		261
	Paxgás		38
	Setgás		4 672
	Sonorgás		274
	Tagusgás		3 085
Comercializadores de Último Recurso	Beiragás		144
	Dianagás		22
	Duriensegás		82
	EDP Gás SU		636
	Lisboagás		1 229
	Lusitâniagás		464
	Medigás		42
	Paxgás		13
	Setgás		261
	Sonorgás		23
Comercializadores de mercado	Tagusgás		93
	EDP Gas Com		31 172
	EDP Comercial		8 621
	Galp Gás		69 644
	Galp Power		6 154
	Endesa		33 335
	Gás Natural fenosa		10 561
	Iberdrola		23
	Incrygas		371
	Goldenergy		3 706
	Cepsa		6 611
	Gás do Mário		2
	Rolar		56
	Audax		78
	PH Energia		77
	Ecochoice		2
Crieneco		54	
TOTAL			405 838

2.5.4 COMPENSAÇÕES E TRANSFERÊNCIAS DOS COMERCIALIZADORES

Os proveitos dos Comercializadores são recuperados através das seguintes parcelas:

- Aplicação das TVCF;
- Compensação pela aplicação da tarifa de Energia;
- Compensação pela aplicação da tarifa de Comercialização;
- Diferencial positivo ou negativo, dos proveitos da função de Comercialização;
- Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural, dos Comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores.

A revisão regulamentar finalizada após a consulta pública terminada em março de 2019 que concretiza o novo calendário de vigência das tarifas de gás natural para o período compreendido entre 1 de outubro e 30 de setembro. Face ao início do ano gás 2019-2020 em 1 de outubro de 2019, foi proposta a extensão da vigência das tarifas definidas para o ano 2018-2019 (julho de 2018 a junho de 2019) até ao final de setembro de 2019. Desta forma, para além das compensações relativas ao ano gás 2019-2020, que se inicia em outubro, são igualmente publicadas as compensações relativas ao período de julho a setembro de 2019. Estes valores correspondem a uma quarta parte (um trimestre) dos valores totais publicados para o ano gás 2018-2019.

Quadro 2-51 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no período de julho a setembro de 2019

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	666 653	0	0	666 653
Beiragás	-5 034	-489 621	-405	47 036	-448 024
Dianagás	-1 223	45 854	230	8	44 870
Duriensegás	-5 523	-49 543	-261	28 866	-26 461
Lisboagás	10 734	-327 594	1 246	124 946	-190 667
Lusitaniagás	4 416	763 322	1 106	129 903	898 747
Medigás	-2 023	-36 964	253	2 393	-36 341
Paxgás	-456	-3 759	240	1 087	-2 889
EDP Gás SU	-11 065	-723 412	-5 513	461 105	-278 885
Setgás	13 781	-147 214	3 440	82 637	-47 356
Sonorgás	-472	-33 931	-8	5 668	-28 743
Tagusgás	-3 135	-7 066	-329	57 831	47 301
TOTAL	0	-343 274	0	941 481	598 206

Quadro 2-52 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás
2019-2020

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	-2 107 106	0	0	-2 107 106
Beiragás	-22 507	-534 444	-3 547	56 805	-503 693
Dianagás	-4 928	-43 033	793	14 487	-32 681
Duriensegás	-22 968	8 003	-640	1 820	-13 785
Lisboagás	41 053	-1 000 280	8 028	-549 368	-1 500 568
Lusitaniagás	26 325	620 633	1 588	600 552	1 249 098
Medigás	-710	-165 778	1 851	-13 631	-178 269
Paxgás	639	-25 759	1 036	-11 108	-35 193
EDP Gás SU	-89 109	-2 659 791	-18 366	308 580	-2 458 685
Setgás	87 685	-608 481	12 561	39 590	-468 645
Sonorgás	1 263	-141 300	884	101 708	-37 444
Tagusgás	-16 743	-148 652	-4 189	173 045	3 461
TOTAL	0	-6 805 988	0	722 480	-6 083 508

Sublinhe-se que os valores apresentados no Quadro 2-51 e no Quadro 2-52 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados no ponto seguinte.

2.5.4.1 TRANSFERÊNCIAS PARA OS COMERCIALIZADORES NO PERÍODO DE JULHO A SETEMBRO DE 2019

O Quadro 2-53 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-53 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg	0	666 653	666 653
Lisboagás	422 726	-230 846	191 880
EDP Gás SU	455 593	-734 478	-278 885
Sonorgás	5 660	-34 403	-28 743
Tagusgás	57 502	-10 201	47 301
Total	941 481	-343 274	598 206

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 2-55), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-56).

Quadro 2-54 - Transferências relativas à UGS I

Unidade: EUR

Pagadores	REN
Recebedores	
Lisboagás	422 726
EDP Gás SU	455 593
Sonorgás	5 660
Tagusgás	57 502
Total	941 481

Quadro 2-55 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Pagadores	Lisboagás	EDP Gás SU	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores				
REN	230 846	67 825	34 403	10 201
CURg	0	666 653	0	0
Total	230 846	734 478	34 403	10 201

Quadro 2-56 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Pagadores	REN
Recebedores	
CURg	66 750
Total	66 750

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 2-51.

No caso da REN os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação, conforme Quadro 2-57. Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-56. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-55, referentes às transferências de UGS II.

Quadro 2-57 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem

	REN UGS I
EDP Gás SU	32,220%
Sonorgás	0,400%
Tagusgás	4,067%
Total	36,687%

2.5.4.2 TRANSFERÊNCIAS PARA OS COMERCIALIZADORES NO ANO GÁS 2019 A 2020

O Quadro 2-58 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-58 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		-2 107 106	-2 107 106
Lisboagás	160 817	-1 644 551	-1 483 734
EDP Gás SU	290 214	-2 748 899	-2 458 685
Sonorgás	102 592	-140 036	-37 444
Tagusgás	168 856	-165 395	3 461
Total	722 480	-6 805 988	-6 083 508

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 2-60), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-61).

Quadro 2-59 - Transferências relativas à UGS I

Unidade: EUR

Pagadores	REN
Recebedores	
Lisboagás	160 817
EDP Gás SU	290 214
Sonorgás	102 592
Tagusgás	168 856
Total	722 480

Quadro 2-60 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Pagadores	CURG	Lisboagás	EDP Gás SU	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores					
REN	2 107 106	1 644 551	2 748 899	140 036	165 395
Total	2 107 106	1 644 551	2 748 899	140 036	165 395

Quadro 2-61 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Pagadores	REN
Recebedores	
CURg	295 928
Total	295 928

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 2-52.

No caso da REN os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação, conforme Quadro 2-62. Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-61. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-60, referentes às transferências de UGS II.

Quadro 2-62 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem

	REN UGS I
Lisboagás	1,667%
EDP Gás SU	3,008%
Sonorgás	1,063%
Tagusgás	1,750%
Total	7,487%

2.5.5 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 UGS I, ou da recuperação de parte dos proveitos da tarifa de UGS I através dos Terminal de GNL.

No ano gás de 2019-2020 cerca de 4% dos proveitos a recuperar da REN Atlântico serão transferidos para a REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN. Assim, mensalmente a REN Atlântico deverá transferir para a REN Gasodutos um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-63.

Quadro 2-63 - Transferências entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte

Unidade: EUR

Recebedor \ Pagador	REN Atlântico
REN Gasodutos	850 000

2.5.6 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E O OPERADOR DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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 UGS I.

No ano gás de 2019-2020 cerca de 6% dos proveitos permitidos da REN Armazenagem serão recuperados pela REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN. Assim, mensalmente a REN Gasodutos deverá transferir para a REN Armazenagem um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-64.

Quadro 2-64 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador de armazenamento subterrâneo

Unidade: EUR

Pagador	REN Gasodutos
Recebedor	REN Armazenagem
	850 000

3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2019-2020

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2019-2020, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, alterado pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão.
- Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa de Acesso às Redes.
- Tarifa Social de Acesso às Redes.
- Tarifa transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- As tarifas apresentadas no presente capítulo aplicam-se ao ano gás 2019-2020, ou seja, a parti de de 1 de outubro de 2019. As tarifas definidas para o ano gás 2018-2019 mantêm-se por um período adicional de 3 meses.

No Quadro 3-1 apresentam-se as referidas tarifas, por quem são aplicadas, a quem se aplicam e o serviço que está subjacente ao seu pagamento.

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito</i>	<i>UTRAR</i>	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal	Uso dos serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três serviços: recepção de GNL, armazenamento de GNL e regaseificação de GNL. Os utilizadores podem contratar estes serviços individualmente ou de forma agregada. Difere consoante se trate de entregas à RNTGN ou a camiões cisterna.
<i>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</i>	<i>UAS</i>	Operador do armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
<i>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</i>	<i>OLMC</i>	Operador logístico de mudança de comercializador	Operador da rede de transporte	Operação logística de mudança de comercializador	
	<i>OLMC_{ORT}</i>	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP.
	<i>OLMC_{ORD}</i>	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2019-2020

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso Global do Sistema</i>	UGS _{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Operação do sistema (UGS I) e desvios de aquisição de energia (UGS II)	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP. A UGS II não se aplica aos centros electroprodutores.
	UGS _{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Operação do sistema (UGS I) e desvios de aquisição de energia (UGS II)	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte</i>	URT _{ORTAM}	Operador da rede de transporte	Agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada e saída da rede de transporte	Uso da rede de transporte	Preços diferenciados de entrada e saída na rede de transporte.
	URT _{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Uso da rede de transporte	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP.
	URT _{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Uso da rede de transporte	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2019-2020

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição</i>	URD _{MP}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Uso da rede de distribuição em MP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.
	URD _{BP>}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em BP> (com consumo anual de gás natural superior a 10 000 m ³)	Uso da rede de distribuição em BP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BP>.
	URD _{BP<}	Operadores da rede de distribuição	Clientes de BP< (com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m ³)	Uso da rede de distribuição em BP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BP<.
<i>Tarifa de Energia</i>	TE _{CURg}	Comercializador de último recurso grossista	Comercializadores de último recurso retalhistas	Aprovisionamento de gás natural	
	TE _{CURr}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas em MP e BP	Aprovisionamento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.
<i>Tarifa de Comercialização</i>	COM _{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas, com consumo anual de gás natural superior a 10 000 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.
	COM _{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2019-2020

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes</i>	TAR _{ORT}	Operador da rede de transporte	Entrega a clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	Incluída nas tarifas de mercado.
	TAR _{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Utilização das redes de distribuição e serviços associados	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas e nas tarifas de mercado.
	TAR _{SOCIAL}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2	Utilização das redes de distribuição e serviços associados	Incluída na tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas e nas tarifas de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 (consumo anual de gás natural inferior ou igual a 500 m ³).
<i>Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais</i>	TVCF	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes em MP e BP dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento regulado de gás natural	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.
	TVCF _{SOCIAL}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 dos comercializadores de último recurso	Fornecimento regulado de gás natural	Inclui a tarifa social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 (consumos anual de gás natural inferior ou igual a 500 m ³).

3.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

3.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) refere-se aos serviços de receção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os preços para cada serviço prestado são calculados tendo em conta os proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (agregado das três funções do terminal) e são determinados com base na estrutura dos custos incrementais.

Os referidos preços são determinados de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário, considerando os custos incrementais e os escalamentos indicados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Os agentes de mercado podem contratar individualmente ou de forma agregada os serviços do Terminal.

O quadro regulamentar, alterado em abril de 2013, procedeu a alterações no modelo de atribuição de capacidade e de tarifação do uso das infraestruturas de alta pressão, implementando-se um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, sujeita a pagamento, através de mecanismos de mercado para atribuição de capacidade. Alterou-se assim o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. Nestas circunstâncias a tarifa passou a aplicar-se aos valores de capacidade reservada alterando-se o modelo anterior no qual a tarifa se aplicava ao uso efetivo da capacidade.

No ano gás 2018-2019 foi definida uma nova opção tarifária aplicável aos serviços agregados de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em que as variáveis de faturação são a energia regaseificada e a capacidade contratada de regaseificação.

3.1.1.1 PREÇOS DO SERVIÇO DE RECEÇÃO DE GNL

O preço de energia do serviço de receção de GNL é aplicado à energia recebida no terminal de GNL sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo. No Quadro 3-2 apresenta-se o preço de energia do serviço de receção de GNL.

Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de receção de GNL

SERVIÇO DE RECEÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00004003

3.1.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

O preço de capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL é aplicado ao valor da capacidade reservada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade, podendo ser estruturada em produtos com horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário. No Quadro 3-3 apresenta-se o preço capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL.

Quadro 3-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL

PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Capacidade de armazenamento contratada	
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Capacidade de armazenamento contratada		
Produto anual	0,000582	0,00001909
Produto trimestral	0,000582	0,00001909
Produto mensal	0,000582	0,00001909
Produto diário		0,00001909

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo do serviço de armazenamento são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,0
Produto mensal	1,0
Produto diário	1,0

3.1.1.3 PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN consideram-se preços de capacidade de regaseificação contratada, em horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário e considera-se o preço de energia entregue, aplicável ao volume regaseificado.

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas considera-se um preço do termo fixo, aplicável ao carregamento de camiões cisternas, definido em euros por camião.

No Quadro 3-5 apresenta-se o preço do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.

Quadro 3-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN

PREÇOS DO SERVIÇO REGASEIFICAÇÃO entregas às RNTGN	Capacidade de regaseificação contratada		Energia
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/kWh
Capacidade de regaseificação contratada			
Produto anual	0,004183	0,00013716	
Produto trimestral	0,005438	0,00017831	
Produto mensal	0,006275	0,00020574	
Produto diário		0,00027432	
Produto intradiário		0,00030175	
Energia			0,00011782

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Quadro 3-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2

No Quadro 3-7 apresenta-se o preço do serviço de carregamento de camiões aplicável às entregas aos camiões cisterna.

Quadro 3-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas

PREÇO DO SERVIÇO DE CARREGAMENTO DE GNL A CAMIÕES CISTERNA	Termo fixo carregamento camiões
	€/camião
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna	172,92

3.1.1.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS

No Quadro 3-7 apresenta-se o preço dos serviços agregados de receção, de armazenamento e de regaseificação de GNL. Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam no Quadro 3-6. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores e do desenho desta nova opção tarifária é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Quadro 3-8 - Preços dos serviços agregados

PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS	Capacidade de regaseificação contratada		Energia
	(EUR/kWh/dia)/mês	(EUR/kWh/dia)/dia	EUR/kWh
Capacidade de regaseificação contratada			
Produto anual	0,007868	0,00025796	
Produto trimestral	0,010228	0,00033535	
Produto mensal	0,011802	0,00038694	
Produto diário		0,00051592	
Energia			0,00026162

3.1.1.5 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural (RT) prevê um Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) com o objetivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e os agentes de mercado que pretendem atuar no mercado de gás natural.

O incentivo justifica-se no contexto da vantagem competitiva daquele agente face a outros agentes de mercado entrantes, de menor dimensão. A existência de um mecanismo como este promove o aparecimento de novos agentes e a concorrência no mercado grossista de gás natural.

Poderão utilizar este incentivo os agentes de mercado que pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás natural maior ou igual a 2 TWh, equivalente aproximadamente a 4 navios de 70 000 m³ de GNL.

Através do Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito, o agente de mercado paga ao comercializador do SNGN um montante apurado pela aplicação do preço das trocas reguladas de GNL (PRGNL) ao volume de GNL entregue no terminal de Sines no âmbito do mecanismo.

De acordo com a Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho, o PRGNL é determinado, a título provisional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh, da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, para o ano gás 2019-2020, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2018, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2019-2020.

O valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado resulta do *stock* médio do armazenamento do terminal de GNL de Sines associado ao gás natural regaseificado deduzido das existências mínimas técnicas dessa infraestrutura. O cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL integra apenas as necessidades de armazenamento associadas ao gás regaseificado e entregue na RNTGN. Desta forma são determinadas as existências inerentes ao processamento de GNL através de um pro-rata entre a energia regaseificada e a energia rececionada no Terminal de GNL (96%, para o ano de 2018), descontando-se a parte inerente ao carregamento de navios.

No cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL foi considerado o *stock* médio de armazenamento de GNL associado ao gás natural regaseificado, de 1 517 GWh, no ano de 2018. A este

valor do *stock* médio de armazenamento de GNL associado à regaseificação foram deduzidas as existências mínimas técnicas, tendo sido considerado um valor de 220 GWh, constante ao longo de todo o ano.

Aplicando a fórmula descrita, o preço de trocas reguladas de GNL a vigorar durante o ano gás 2019-2020, é o apresentado no quadro seguinte.

Quadro 3-9 - Preço das trocas reguladas de GNL

Preço das trocas reguladas de GNL	Energia (EUR/kWh)
Energia entregue	0,00022846

3.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, a aplicar aos respetivos utilizadores, deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é composta por preços de energia injetada e de energia extraída e por preços de capacidade de armazenamento contratada.

Para efeitos de determinação das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram considerados os custos incrementais de energia extraída, energia injetada e energia armazenada apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são referidos à fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede de transporte. Com o quadro regulamentar aprovado em abril de 2013, a variável de faturação de energia armazenada foi alterada para capacidade de armazenamento contratada. O preço de capacidade de armazenamento contratada é aplicado ao valor da capacidade reservada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade, podendo ser estruturada em produtos com horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário. No Quadro 3-10 apresentam-se os preços referidos.

Quadro 3-10 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	Energia	Capacidade de armazenamento contratada	Capacidade de armazenamento contratada
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Energia injetada	0,00012318		
Energia extraída	0,00012318		
Capacidade de armazenamento contratada			
Produto anual		0,000502	0,00001646
Produto trimestral		0,000502	0,00001646
Produto mensal		0,000527	0,00001728
Produto diário			0,00001810

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são aplicados ao produto anual os fatores multiplicativos que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Quadro 3-11 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,05
Produto diário	1,10

3.1.3 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de transporte permite recuperar os proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para entregas nas redes de distribuição, conforme apresentado no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Operador da Rede de Transporte	
Capacidade utilizada Redes Distribuição (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,460579
Capacidade utilizada Clientes AP (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,000004

3.1.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

3.1.4.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelo operador da rede de transporte às entregas em AP, às entregas a instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes e às entregas nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL, deve proporcionar os proveitos a recuperar relativos à operação logística de mudança de comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para as entregas às redes de distribuição, conforme apresentado no Quadro 3-13.

Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Redes de Distribuição	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,460579
Clientes em AP	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,000004

Nas saídas para as instalações abastecidas por UAG consideram-se preços de energia, conforme apresentado no capítulo 3.1.6.3.

3.1.4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do Regulamento Tarifário, a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas em GNL deve proporcionar os proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do

sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

A parcela II visa devolver ou recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS. Esta parcela II não se aplica aos fornecimentos às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário.

A parcela II da UGS apresenta 2 preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de 2 conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário (clientes em AP) será aplicável apenas o preço da parcela I da tarifa de UGS.

Aos clientes finais em AP será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS, bem como o preço da parcela II> (parcela II com incidência nos consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m³).

Aos operadores de rede de distribuição será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS, o preço da parcela II> relativo às entregas a clientes com consumos acima de 10 000 m³ e o preço da parcela II< relativo às entregas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Em termos de detalhe do cálculo tarifário, o ORT deverá aplicar às suas entregas aos ORD os preços da tarifa de UGS2> e de UGS2< mas não na sua forma original. Com efeito, é determinado um preço médio ponderado por forma a ser permitida a sua aplicação às quantidades totais dos ORD medidas nos respetivos equipamentos de medida.

O preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00015163

O preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT, aplicável às entregas a clientes finais em AP e aos ORD, é apresentado no Quadro 3-15. O segundo preço apresentado no quadro, representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

Quadro 3-15 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II >	EUR/kWh
Preço base, aplicável aos clientes finais em AP (TW UGS2>)	-0,00015036
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,831
Preço aplicável aos ORD (α *TW UGS2>)	-0,00012499

O preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT, aplicável às entregas aos ORD, é apresentado no Quadro 3-16. O segundo preço apresentado no quadro, representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

Quadro 3-16 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II <	EUR/kWh
Preço base (TW UGS2<)	-0,00014986
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,831
Preço aplicável aos ORD ((1- α)*TW UGS2<)	-0,00002529

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 3-17.

Quadro 3-17 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	
Energia (EUR/kWh)	0,00015163
Entregas a clientes em Alta Pressão	
Energia (EUR/kWh)	0,00000127
Entregas aos operadores de redes de distribuição	
Energia (EUR/kWh)	0,00000135

3.1.4.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte aos pontos de entrada e pontos de saída de rede de transporte, deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte apresenta preços de entrada e de saída da rede de transporte. Como pontos de entrada consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho (agregadas num único ponto virtual de atribuição de capacidade), o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo (Carricho). Como pontos de saída consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença (agregados num único ponto virtual de atribuição de capacidade), o terminal de GNL, o armazenamento subterrâneo (Carricho), os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes).

3.1.4.3.1 PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS ENTRADAS E SAÍDAS DA REDE DE TRANSPORTE

Nos pontos de entrada e saída aplicam-se preços de capacidade contratada aplicável ao valor de capacidade contratada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo independentemente do seu uso efetivo, para o horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário.

No documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020” apresenta-se a metodologia de preço de referência que serve de base para o cálculo dos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a qual será aplicada a partir do ano gás 2019-2020.¹⁴ A implementação desta metodologia decorreu do Código de Rede de Tarifas, o qual constitui um regulamento europeu com regras para promover estruturas tarifárias harmonizadas no espaço europeu para o transporte de gás natural.¹⁵

¹⁴ De acordo como Código de Rede de Tarifas uma ‘metodologia de preço de referência’ refere-se à “metodologia aplicada à parte das receitas provenientes dos serviços de transporte a recuperar por meio de tarifas de transporte baseadas na capacidade, com o objetivo de obter preços de referência”.

¹⁵ Para mais informações consulte a [página](#) com toda a documentação relacionada, ou em alternativa, o documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Resulta do Código de Rede de Tarifas, conjugado com o Código de Rede de atribuição de capacidade, a necessidade de publicar para o ano de atribuição de capacidade (05h00 UTC de 1 de outubro de 2019 às 05h00 UTC de 1 de outubro de 2020) os preços relativos aos pontos sujeitos ao Código de Rede para os mecanismos de atribuição de capacidade (corresponde ao ponto VIP - Campo Maior + Valença do Minho) com a antecedência mínima de 30 dias antes da data do leilão anual de capacidade anual. Considerando que o leilão anual de atribuição de capacidade ocorre, anualmente, na 1ª segunda-feira do mês de julho, o RT passou a prever a publicação desta informação a 1 de junho.

Neste contexto, com o início do ano gás 2019-2020 a vigência das tarifas reguladas pela ERSE, incluindo as tarifas de uso da rede de transporte aplicáveis às entradas a partir das interligações e às saídas para as interligações, passa a coincidir com o ano de atribuição de capacidade. Esta situação permite a harmonização de procedimentos e a adequada informação aos agentes do mercado europeu, contribuindo para a efetiva aplicação dos Códigos de Rede, no esforço de integração de mercados a nível europeu.

O Quadro 3-18 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os pontos de entrada da rede de transporte.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	Capacidade contratada	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto anual	0,00026478	
Produto trimestral	0,00034422	
Produto mensal	0,00039717	
Produto diário	0,00052956	
Produto intradiário		0,00058252
Terminal GNL		
Produto anual	0,00024387	
Produto trimestral	0,00031704	
Produto mensal	0,00036581	
Produto diário	0,00048775	
Produto intradiário		0,00053652
Armazenamento Subterrâneo		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,00000000

Ao contrário de anos anteriores, os preços de entrada são diferentes entre as interligações internacionais e o terminal de GNL em Sines, refletindo a estrutura de preços que resulta da metodologia de preço de referência. Recorda-se que no passado estes dois preços eram equalizados por os respetivos custos incrementais médios de longo prazo serem semelhantes.¹⁶ No entanto, o Código de Rede de Tarifas impossibilita que um ajustamento por equalização possa ocorrer entre pontos de interligação e pontos de ligação com instalações de GNL.¹⁷

O preço de entrada nulo a partir do armazenamento subterrâneo resulta da aplicação de um desconto previsto no Código de Rede de Tarifas, o qual foi fixado pela ERSE em 100% para o ponto de entrada a partir do armazenamento subterrâneo.

O Quadro 3-19 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os pontos de saída da rede de transporte com contratação prévia de capacidade, designadamente as interligações internacionais, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo.

¹⁶ Até ao ano gás 2018-2019 as tarifas de uso da rede de transporte eram determinadas a partir de uma estrutura de custos incrementais médios de longo prazo, determinada com um modelo designado pelos reguladores como “modelo matricial”.

¹⁷ O Código de Rede de Tarifas limita a equalização de preços após a aplicação da metodologia de preço de referência a alguns ou a todos os pontos dentro de um grupo homogéneo de pontos [ponto 4.b) do artigo 6.º]. De acordo com a definição de “grupo homogéneo de pontos” no número 10 do artigo 3.º, pontos de interligação e instalações de GNL não pertencem a um grupo homogéneo de pontos, estando impossibilitada a equalização de preços.

Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	Capacidade contratada	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto anual	0,00005815	
Produto trimestral	0,00007560	
Produto mensal	0,00008723	
Produto diário	0,00011630	
Produto intradiário		0,00012793
Terminal GNL		
Produto anual	0,00000000	
Produto trimestral	0,00000000	
Produto mensal	0,00000000	
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,00000000
Armazenamento Subterrâneo		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,00000000

Ao contrário de anos anteriores, os preços de saída para as interligações internacionais são maiores que zero, embora inferiores aos pontos de saída para clientes em AP ou para as redes de distribuição. A aplicação de um preço positivo nas interligações internacionais resultou de dois aspetos.

Em primeiro lugar, verificou-se nos primeiros meses de 2019 que Portugal exportou, em termos líquidos, gás para Espanha na maioria dos dias. No passado o preço nulo para Espanha era fundamentado pela ERSE com o facto de a contratação no sentido Portugal->Espanha ser permanentemente em contrafluxo, isto é, contrário ao fluxo dominante, e que por isso não seria gerador de eventuais necessidades de investimentos para a expansão da rede. Face aos dados verificados em 2019 foi necessário rever o preço de saída para Espanha. De referir que a aplicação de um preço de saída nulo para Espanha foi criticada pela Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e pelo operador da rede de transporte em Espanha (Enagás), na medida em que pode representar uma subsídio cruzada dos consumidores nacionais para os fluxos transfronteiriços.¹⁸

¹⁸ Críticas expressas em resposta à 66.ª Consulta Pública da ERSE.

Em segundo lugar, a ERSE adotou a partir do ano gás 2019-2020 uma nova metodologia de cálculo que determina todos os preços da tarifa de uso da rede de transporte, incluindo o preço de saída para as interligações, a partir de um conjunto de indutores de custo. Na nova metodologia o preço de saída para Espanha poderá ser nulo ou positivo, tendo em conta a utilização das interligações internacionais.

No ponto de saída para o terminal de GNL aplica-se um preço nulo de capacidade. Esta opção é justificada por se tratarem de nomeações em contrafluxo que contribuem para libertar capacidade em fluxo, em particular por se tratar de uma ligação unidirecional à rede de transporte.

O preço de saída nulo para o armazenamento subterrâneo resulta da aplicação de um desconto previsto no Código de Rede de Tarifas, o qual foi fixado pela ERSE em 100%, a aplicar ao ponto de saída para o armazenamento subterrâneo.

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, são aplicados aos preços dos produtos anuais os fatores multiplicativos que constam do Quadro 3-20. O racional da escolha dos fatores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Quadro 3-20 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada e ponto de saída

USO DA REDE DE TRANSPORTE	Multiplicadores
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2
Terminal GNL	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2
Cariço Armazenagem	
Produto diário	1,0
Produto intradiário	1,1

Refira-se que os multiplicadores para cada infraestrutura são iguais para a função de ponto de entrada e a função de ponto de saída.

À capacidade adquirida para um horizonte temporal superior ao ano aplicam-se os preços do produto de capacidade anual em vigor no momento de utilização da capacidade.

3.1.4.3.2 PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEIS

O Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março, que institui um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, estabelece que os operadores de redes de transporte devem oferecer produtos de capacidade interruptível normalizada pelo menos nos horizontes diário e intradiário.

No sentido de maximizar a capacidade oferecida no ponto de interligação, o operador da rede de transporte poderá também oferecer produtos de capacidade interruptível normalizada de duração anual, trimestral e mensal, até aos montantes que seja possível harmonizar com o operador da rede de transporte adjacente. A oferta destes produtos deve ser realizada de acordo com as regras definidas no referido código de rede.

O Regulamento (UE) 2017/460, de 16 março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, estabelece no artigo 16.º que o preço da capacidade interruptível é calculado com base num desconto em relação ao preço da capacidade firme. Este desconto pode ser determinado antes da ocorrência da interrupção (desconto prévio), com base na probabilidade de interrupção, ou após a ocorrência da interrupção (desconto posterior), o que constitui uma compensação paga aos utilizadores da rede pela interrupção.

Tendo em conta o disposto no referido código de rede, o Regulamento Tarifário prevê que o preço dos produtos de capacidade interruptível deve refletir a probabilidade de interrupção associada e que o operador da rede de transporte deve enviar à ERSE, anualmente, uma avaliação da probabilidade de interrupção, com vista à fixação dos preços dos produtos de capacidade interruptível. Prevê também que na ausência de uma interrupção de capacidade, no anterior ano de atribuição de capacidade e devido a um congestionamento físico, possa ser aplicado um desconto posterior.

A REN enviou à ERSE a referida avaliação da probabilidade de interrupção, tendo concluído que nos pontos da rede nacional de transporte de gás natural, não se verificou, até à presente data, qualquer interrupção

devido a congestionamento físico. Por esse motivo, dada a ausência de dados históricos utilizáveis para o cálculo de valores de probabilidade com aderência a cenários práticos, considera-se que a probabilidade de interrupção assuma um valor infinitesimal, qualquer que seja o produto de capacidade interruptível normalizado a oferecer.

Nos termos da Diretiva da ERSE n.º 3/2019, de 14 de março, os preços dos produtos de capacidade interruptível serão iguais aos preços dos produtos de capacidade firme da mesma maturidade para os pontos de interligação internacionais, aplicando-se adicionalmente o mecanismo de desconto posterior. O desconto posterior é determinado nos termos do estabelecido no artigo 4.º, n.ºs 1 e 2, da referida diretiva e consiste numa compensação a pagar ao titular do produto de capacidade interruptível. A compensação é paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção do produto de capacidade interruptível e deve ser igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários, a incidir sobre o valor de capacidade contratada do produto que foi interrompido, de acordo com a seguinte fórmula:

$$\underbrace{\text{Desconto posterior}}_{\text{€}} = 3 \cdot \underbrace{\text{Preço de reserva (produto firme diário)}}_{\text{€/kWh/dia}} \cdot \underbrace{\text{Capacidade contratada}}_{\text{kWh/dia}}$$

Esta fórmula assenta no artigo 4.º, n.º 2, da Diretiva da ERSE n.º 3/2019:

“O desconto posterior consiste numa compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção, igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários.”

De acordo com a proposta da REN, a aplicação deste desconto deve ser realizada na liquidação mensal do uso da rede de transporte de gás natural de cada agente de mercado e, no que respeita aos horizontes diário e intradiário, incide e está confinada ao montante mensal agregado apurado de capacidade interruptível contratada pelo respetivo agente de mercado nestes horizontes. Deste modo é mitigada a possibilidade de virem a ocorrer desvios significativos nas receitas por contratação deste tipo de produto nos referidos horizontes de contratação.

3.1.4.3.3 PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE PARA CLIENTES EM AP E OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nas saídas para os clientes em AP (incluindo centros electroprodutores) e para os operadores de rede de distribuição os preços de capacidade são aplicáveis à capacidade utilizada, ou seja, a capacidade máxima

diária nos últimos doze meses. Para além da tarifa para longas utilizações, os clientes em AP podem optar ainda por uma de três opções tarifárias, designadas por tarifa flexível anual, tarifa flexível mensal e tarifa flexível diária.

Nas saídas para as instalações abastecidas por UAG, propriedade de clientes, os preços de capacidade são convertidos em preços de energia, sendo aplicáveis apenas preços de energia. A conversão utiliza uma modelação de consumo de 150 dias por ano.

O Quadro 3-21 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

**Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída
(redes de Distribuição, clientes em AP e instalações abastecidas por UAG)**

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída e opção tarifária)	PREÇOS
Redes de Distribuição e Clientes em AP	
- Longas utilizações	
Capacidade utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,014263
Clientes em AP	
- Tarifa flexível anual	
Capacidade base anual EUR/(kWh/dia)/mês	0,014263
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,021394
Clientes em AP	
- Tarifa flexível mensal	
Capacidade mensal (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,021394
Capacidade mensal (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/mês	0,042788
Clientes em AP	
- Tarifa flexível diária	
Capacidade diária (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/dia	0,002806
Capacidade diária (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/dia	0,004676
Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)	
Energia (EUR/kWh)	0,001141

De referir que em resultado da implementação do Código de Rede de Tarifas, a ERSE eliminou na tarifa de Uso da Rede de Transporte o preço de energia, os escalões de consumo e a opção tarifária de curtas

utilizações. Estes três aspetos foram considerados pela ACER como estando em inconformidade com o Código de Rede de Tarifas.¹⁹

No documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020” apresenta-se a forma como foram obtidos os preços das opções tarifárias flexíveis, designadamente a tarifa flexível anual, a tarifa flexível mensal e a tarifa flexível diária.

3.1.4.3.4 PREÇO DA CAPACIDADE ATRIBUÍDA POR MECANISMO IMPLÍCITO

O Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 26 de outubro, reconheceu a sociedade MIBGAS, S.A. como a plataforma de negociação do sistema nacional gás natural (SNGN) entre Portugal e Espanha.

O MPGTG estabeleceu fórmulas de cálculo dos preços de desequilíbrio baseadas num preço de referência, calculado com base nos preços de mercado e nas transações do gestor técnico de sistema de gás (GTG), afetado de uma penalização de 2,5%.

Refira-se que enquanto não existirem transações na zona portuguesa, o preço de referência é igual ao preço verificado em Espanha, afetado do valor aplicado à utilização da capacidade de interligação no mecanismo de atribuição de capacidade implícita. Atualmente está em vigor um regime transitório, competindo à ERSE determinar a data a partir da qual se considera completamente implementado o mercado organizado para o VTP do SNGN, conforme dispõe o n.º 4, do artigo 2.º do Anexo II da Diretiva n.º 18/2016.

Na vigência do período transitório são aplicáveis os preços, conforme o aprovado pela Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, a qual estipula que o preço de desequilíbrio será calculado tomando como preço de referência o preço verificado em Espanha, afetado da tarifa de interligação diária de Espanha e da tarifa de interligação trimestral em Portugal.

O valor proposto para a capacidade de interligação no mecanismo implícito tenta situar-se num equilíbrio entre o que se considera que poderá ser o preço máximo, ou seja, um preço igual ao previsto para a atribuição de capacidade de forma explícita em situações de não congestionamento, e o que se considera

¹⁹ A ERSE discutiu a eliminação destes três aspetos na 71.ª Consulta Pública de Revisão Regulamentar do gás natural.

que poderá ser o preço mínimo, associado ao valor da capacidade no mercado secundário. A consideração do preço mínimo favorece o acoplamento de mercado, enquanto o preço máximo incentiva à utilização dos mecanismos de alocação de capacidade de forma explícita.

Findo o período transitório, para efeitos de valorização da capacidade a atribuir de forma implícita, é aplicável o preço correspondente ao preço do produto trimestral de entrada e saída da RNT, no VIP.

3.1.5 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.1.5.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelos operadores das redes de distribuição às entregas em MP e em BP deve proporcionar os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição relativos à operação logística de mudança de comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço do termo fixo, que não apresenta diferenciação por nível de pressão, conforme apresentado no Quadro 3-13.

Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	0,0373

3.1.5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, deve proporcionar os proveitos a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema imputáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

A estrutura da tarifa de UGS dos ORD determina a publicação dos preços das parcelas I, II> e II< da tarifa. Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás natural às suas entregas, subdividida nas várias parcelas, são apresentados no Quadro 3-23 e no Quadro 3-24.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás natural às suas entregas, apresentados no Quadro 3-25, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 3-23 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD (parcela I)				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia (EUR/kWh)
UGS I ORD				0,00011630
MP	Longas Utilizações	< 2 000 000		0,00011638
		≥ 2 000 000		0,00011638
	Flexível Anual			0,00011638
	Flexível Mensal			0,00011638
	Curtas Utilizações	< 2 000 000		0,00011638
		≥ 2 000 000		0,00011638
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00011638
		≥ 100 001		0,00011638
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000		0,00011677
		≥ 700 000		0,00011677
	Flexível Anual			0,00011677
	Flexível Mensal			0,00011677
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000		0,00011677
		≥ 700 000		0,00011677
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00011677
		≥ 100 001		0,00011677
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00011677
		Escalão 2	221 - 500	0,00011677
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00011677
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00011677

Quadro 3-24 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR DOS ORD (parcela II)				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia (EUR/kWh)
UGS II _{>ORD}				-0,00024281
UGS II _{<ORD}				-0,00049706
MP	Longas Utilizações	< 2 000 000		-0,00024298
		≥ 2 000 000		-0,00024298
	Flexível Anual			-0,00024298
	Flexível Mensal			-0,00024298
	Curtas Utilizações	< 2 000 000		-0,00024298
		≥ 2 000 000		-0,00024298
	Mensal	10 000 - 100 000		-0,00024298
		≥ 100 001		-0,00024298
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000		-0,00024381
		≥ 700 000		-0,00024381
	Flexível Anual			-0,00024381
	Flexível Mensal			-0,00024381
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000		-0,00024381
		≥ 700 000		-0,00024381
	Mensal	10 000 - 100 000		-0,00024381
		≥ 100 001		-0,00024381
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00049910
		Escalão 2	221 - 500	-0,00049910
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00049910
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00049910

Quadro 3-25 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia (EUR/kWh)
MP	Longas Utilizações	< 2 000 000		-0,00012660
		≥ 2 000 000		-0,00012660
	Flexível Anual			-0,00012660
	Flexível Mensal			-0,00012660
	Curtas Utilizações	< 2 000 000		-0,00012660
		≥ 2 000 000		-0,00012660
	Mensal	10 000 - 100 000		-0,00012660
		≥ 100 001		-0,00012660
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000		-0,00012704
		≥ 700 000		-0,00012704
	Flexível Anual			-0,00012704
	Flexível Mensal			-0,00012704
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000		-0,00012704
		≥ 700 000		-0,00012704
	Mensal	10 000 - 100 000		-0,00012704
		≥ 100 001		-0,00012704
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00038233
		Escalão 2	221 - 500	-0,00038233
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00038233
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00038233

3.1.5.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, devem proporcionar os proveitos permitidos relativos ao transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados para que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione os custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

Conforme decorre do Regulamento Tarifário, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
URT _{ORD}				0,00074485
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00074537
			≥ 2 000 000	0,00074537
	Flexível Anual			0,00074537
	Flexível Mensal			0,00074537
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00074537
			≥ 2 000 000	0,00074537
Mensal		10 000 - 100 000	0,00074537	
		≥ 100 001	0,00074537	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00074790
			≥ 700 000	0,00074790
	Flexível Anual			0,00074790
	Flexível Mensal			0,00074790
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00074790
			≥ 700 000	0,00074790
Mensal		10 000 - 100 000	0,00074790	
		≥ 100 001	0,00074790	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00074790
		Escalão 2	221 - 500	0,00074790
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00074790
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00074790

3.1.5.4 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição, devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos.

Conforme decorre do Regulamento Tarifário, os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão, para os níveis de pressão a jusante e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Os preços de capacidade utilizada, energia de fora de vazio, energia de vazio e termo fixo são determinados de forma a manterem a estrutura dos respetivos custos incrementais, por aplicação de um fator de escala multiplicativo aos custos incrementais, apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

3.1.5.4.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em MP e BP apresentam-se no Quadro 3-27, no Quadro 3-28 e no Quadro 3-29.

Quadro 3-27 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP									
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
				Diária	Mensal				
				(EUR/mês)					
URD _{MP}				12,64	12,64	0,00042783	0,00002220	0,022049	
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	12,64		0,00083427	0,00002220	0,022049	
			≥ 2 000 000	12,64		0,00042783	0,00002220	0,022049	
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	12,64		0,00355271	0,00002220	0,004630	
			≥ 2 000 000	12,64		0,00296059	0,00002220	0,004630	
	Mensal		10 000 - 100 000			31,27	0,00493139	0,00452576	
			≥ 100 001			157,78	0,00358704	0,00318141	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00161802	0,00002227			
			≥ 700 000		0,00161802	0,00002227			
	Flexível Anual		0,00161802		0,00002227				
	Flexível Mensal		0,00161802		0,00002227				
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00161802	0,00002227			
			≥ 700 000		0,00161802	0,00002227			
	Mensal		10 000 - 100 000		0,00161802	0,00002227			
			≥ 100 001		0,00161802	0,00002227			
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00155257					
		Escalão 2	221 - 500	0,00155257					
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00155257					
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00155257					

Quadro 3-28 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP (opção flexível mensal)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
				(EUR/mês)			
MP	Flexível	12,64		0,00042783	0,00002220	0,027561	0,055122

Quadro 3-29 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP (opção flexível anual)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
				(EUR/mês)			
MP	Flexível	12,64		0,00042783	0,00002220	0,022049	0,027561

3.1.5.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ (BP >) apresentam-se no Quadro 3-30, no Quadro 3-31 e no Quadro 3-32.

Quadro 3-30 - Preços da tarifa de URD em BP >

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >									
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
				Diária	Mensal				
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)		
URD _{BP>}				1,63	1,63	0,00467877	0,00010782	0,039889	
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000	1,63			0,00467877	0,00010782	0,039889	
			≥ 700 000			1,63	0,00163757	0,00010782	0,039889
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	1,63			0,01146300	0,00010782	0,008775	
			≥ 700 000			1,63	0,00939966	0,00010782	0,008775
	Mensal	10 000 - 100 000				61,35	0,00978504	0,00825528	
			≥ 100 001				258,92	0,00663853	0,00510878

Quadro 3-31 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível mensal)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)		
BP>	Flexível	1,63		0,00467877	0,00010782	0,049861	0,099722

Quadro 3-32 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível anual)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)		
BP>	Flexível	1,63		0,00467877	0,00010782	0,039889	0,049861

3.1.5.4.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP <) apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 3-33 - Preços da tarifa de URD em BP <

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Tarifas	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (EUR/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
URD _{BP<}			0,41	0,00857740	0,00010782	0,042851
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,41	0,02800736		
	Escalão 2	221 - 500	1,05	0,02508413		
	Escalão 3	501 - 1 000	2,08	0,02255978		
	Escalão 4	1 001 - 10 000	2,82	0,02181800		

3.1.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2019-2020.

3.1.6.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas a clientes em alta pressão, para as diferentes opções tarifárias disponíveis (longas utilizações e opções flexíveis).

Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2019-2020

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Base Anual / Capacidade Utilizada	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000152	0,014263			0,00046763		
Flexível Diária	0,000152					0,00280578	0,00467630
Flexível Mensal	0,000152		0,021394	0,042788		0,00070145	0,00140289
Flexível Anual	0,000152	0,014263	0,021394		0,00046763	0,00070145	

Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2019-2020

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Base Anual / Capacidade Utilizada	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000001	0,014263			0,00046763		
Flexível Diária	0,000001					0,00280578	0,00467630
Flexível Mensal	0,000001		0,021394	0,042788		0,00070145	0,00140289
Flexível Anual	0,000001	0,014263	0,021394		0,00046763	0,00070145	

Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2019-2020

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000001	0,014723	0,00048273

3.1.6.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas a clientes em média e baixa pressão. Para as entregas em MP e BP> estão disponíveis diferentes opções tarifárias: longas utilizações, curtas utilizações e opções flexíveis. Nas opções tarifárias de longas e curtas utilizações consideram-se diferentes escalões de consumo.

Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2019-2020

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
			Longas Utilizações	< 2 000 000			
	≥ 2 000 000	12,68	0,001047	0,000641	0,022049	0,4157	0,00072291
Curtas Utilizações	< 2 000 000	12,68	0,004171	0,000641	0,004630	0,4157	0,00015181
	≥ 2 000 000	12,68	0,003579	0,000641	0,004630	0,4157	0,00015181
Mensal	10 000 - 100 000	31,30	0,005550	0,005145		1,0264	
	≥ 100 001	157,82	0,004206	0,003800		5,1744	

Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2019-2020 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/dia
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	12,68	0,001047	0,000641	0,027561	0,05122	0,4157	0,00090363	0,00180727

Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2019-2020 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Base Anual (€/kWh/dia)/mês	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual (€/kWh/dia)/dia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	12,68	0,001047	0,000641	0,022049	0,027561	0,4157	0,00072291	0,00090363

Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2019-2020

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO								
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia	
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)				
Longas Utilizações	10 000 - 700 000	1,67	0,006918	0,000751	0,039889	0,0546	0,00130782	
	≥ 700 000	1,67	0,003876	0,000751	0,039889	0,0546	0,00130782	
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	1,67	0,013702	0,000751	0,008775	0,0546	0,00028772	
	≥ 700 000	1,67	0,011639	0,000751	0,008775	0,0546	0,00028772	
Mensal	10 000 - 100 000	61,39	0,012024	0,008898		2,0127		
	≥ 100 001	258,96	0,008877	0,005752		8,4904		

Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2019-2020 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/dia
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	1,67	0,006918	0,000751	0,049861	0,099722	0,0546	0,00163478	0,00326956

Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2019-2020 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Termo tarifário fixo	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio					
	(€/mês)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/dia)	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	1,67	0,006918	0,000751	0,039889	0,049861	0,0546	0,00130782	0,00163478

Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2019-2020

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO				
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,45	0,029926	0,0147
Escalão 2	221 - 500	1,08	0,027002	0,0355
Escalão 3	501 - 1 000	2,12	0,024478	0,0695
Escalão 4	1 001 - 10 000	2,86	0,023736	0,0938

Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m³/ano, podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP, que dependem do consumo anual do cliente (série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos) e da sua distância à rede de AP.

A metodologia do desconto a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, está definida no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”.

Para o ano gás 2019-2020 o desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, considera a modulação real (129 dias/ano) dos atuais consumidores beneficiários deste desconto.

O desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos definidos na equação:

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,00174 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W}$$

O consumo **W**, em kWh, corresponde ao maior consumo anual do consumidor, determinado numa série de 12 meses a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos. Este consumo é atualizado anualmente pelo respetivo Operador da Rede de Distribuição.

A distância **d**, em km, é determinada no projeto de ligação, da instalação consumidora à rede de AP, elaborado pelo Operador da Rede de Transporte, mediante solicitação do consumidor.

Uma vez atribuída a tarifa de Acesso às Redes opcional em MP, o desconto aplicável nos anos subsequentes será o aprovado pela ERSE, devendo ser atualizado, pelo respetivo Operador da Rede de Distribuição, o consumo anual **W** que define o desconto em €/kWh a aplicar à tarifa de Acesso às Redes.

Ao abrigo do artigo 26.º do Regulamento Tarifário, no caso dos clientes ligados em BP e com consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de m³), mantém-se a regra de opção pelas tarifas de Acesso às Redes em MP.

A determinação do consumo anual de gás natural que servirá de base para a aplicação da tarifa de acesso em MP é igual à definida para a regra da tarifa de acesso às redes opcional em MP.

3.1.6.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR ÀS INSTALAÇÕES ABASTECIDAS POR UAG (PROPRIEDADE DE CLIENTES)

Nas instalações abastecidas por GNL (com UAG propriedade do cliente), os custos aceites com o transporte de GNL por camião cisterna são transferidos pelo detentor da UAG para o operador da rede de transporte, sendo considerados no cálculo da tarifa da rede de transporte. Esta tarifa, que resulta da perequação de todos os custos de transporte (transporte por gasoduto e por camião cisterna), é aplicada de acordo com o princípio da uniformidade tarifária a todos os consumidores, independentemente de serem abastecidos a partir de uma UAG ou através de uma rede interligada com a rede de transporte.

Os postos de receção de GNL a partir de transporte por rodovia são considerados um ponto de entrega da rede de transporte, faturando-se o acesso através de uma regra de faturação simplificada que consiste na aplicação de um preço em €/kWh à quantidade de energia entregue à UAG, determinada com base nas quantidades de GNL descarregadas. A quantidade de energia entregue sob a forma de GNL pode ser calculada com base no peso ou no volume das quantidades descarregadas, dispensando-se a instalação de um equipamento de medição criogénico.

O preço em €/kWh da tarifa de Acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG propriedade do cliente, resulta da soma do preço da tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, do preço da tarifa de Uso Global do Sistema e do preço da tarifa de Uso da Rede de Transporte. O preço médio da tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte resulta da conversão das respetivas capacidades em energia, condicionadas por uma modulação de 150 dias.

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2019-2020

Instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00117913
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00114102
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00000127
Componente de OLMC (EUR/kWh)	0,00003685

3.2 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de gás natural que se encontrem numa situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas, em conformidade com a Diretiva 2009/73/EC, de 13 de julho, alterada pelo Regulamento (UE) 2018/1999.

O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, estabeleceu que os clientes vulneráveis poderão usufruir de uma tarifa social de gás natural. Esta decisão é orientada pelo facto de existirem alguns consumidores

de gás natural em situação de carência socioeconómica optando-se, para a sua elegibilidade, por um critério que coincide com o das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social, em linha com o já estabelecido para o sector elétrico.

O artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 introduziu 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 eletricidade e gás natural, com vista a um modelo único e automático.

De acordo com o artigo 209.º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural *“são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”*.

O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou através do Despacho n.º 4001/2009, de 10 de abril, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de julho de 2019, correspondendo a um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais. Este desconto é veiculado através da tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a oferta do mesmo por todos os comercializadores, representando um desconto médio de 64,9% nas tarifas de acesso às redes.

Para se obter o referido desconto na tarifa de Acesso às Redes, a ERSE adota a seguinte metodologia nos termos do Regulamento Tarifário:

- Anula o termo fixo da tarifa de Acesso às Redes, maximizando assim o desconto no termo fixo, de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso gás natural. A anulação do termo fixo da tarifa de Acesso às Redes não implica a anulação do termo fixo da tarifa social de Venda a Clientes Finais, dado que esta tarifa inclui ainda o termo fixo de comercialização, não sujeito a desconto.
- Aplica um desconto adicional no preço de energia da tarifa de Acesso às Redes, calculado de forma a obter um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Estes descontos são incluídos na tarifa social de Acesso às Redes, sendo ambos apresentados no capítulo 3.2.1, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas no capítulo 3.2.2.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do 1.º escalão do abono de família ou aos beneficiários da pensão social de invalidez.

Os clientes economicamente vulneráveis que podem beneficiar de uma tarifa social são consumidores domésticos, titulares de um contrato de fornecimento de gás natural para a sua habitação permanente com consumo anual igual ou inferior a 500 m³.

Conforme apresentado no Quadro 3-45, cerca de 35 700 clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2018, representando um acréscimo de 4% em relação ao trimestre homólogo, e de 2% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2019-2020 prevê-se que cerca de 36 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

Quadro 3-45 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural

	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	Varição T42018/T42017	Varição T42018/T32018
Mercado Regulado	2 026	2 951	4 517	3 774	4 307	4 159	4 015	3 425	3 360	3 292	3 234	3 019	-12%	-7%
Mercado Livre	12 077	13 055	23 238	30 139	30 258	30 724	30 937	30 940	31 625	31 640	31 847	32 682	6%	3%
Total	14 103	16 006	27 755	33 913	34 565	34 883	34 952	34 365	34 985	34 932	35 081	35 701	4%	2%

Os comercializadores de gás natural devem promover a divulgação de informação sobre a existência da tarifa social e a sua aplicação aos clientes finais economicamente vulneráveis.

3.2.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, que tenham solicitado a tarifa social, aplica-se a tarifa social de Acesso às Redes.

No quadro seguinte apresentam-se os preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2019-2020, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-46 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BAIXA PRESSÃO				
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,00	0,010550	0,0000
Escalão 2	221 - 500	0,00	0,011848	0,0000

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis são os seguintes:

Quadro 3-47 - Desconto da tarifa social

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BAIXA PRESSÃO				
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,45	0,019376	0,0147
Escalão 2	221 - 500	1,08	0,015154	0,0355

3.2.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais Social dos Comercializadores de último recurso retalhistas, aplicáveis aos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2019, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-48 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,62	0,0372	0,0531
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-49 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,69	0,0369	0,0554
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,69	0,0369	0,0554
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-51 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,47	0,0370	0,0481
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-52 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboagás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,37	0,0369	0,0448
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,37	0,0369	0,0448
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,69	0,0369	0,0554
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,69	0,0369	0,0554
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,37	0,0369	0,0448
Escalão 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-57 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SONORGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,69	0,0369	0,0554
Escalação 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

Quadro 3-58 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,60	0,0370	0,0525
Escalação 2	221 - 500	1,74	0,0376	0,0571

3.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes finais são apresentadas, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2019, são apresentadas no capítulo 3.3.1.

As tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2019, são apresentadas no capítulo 3.3.2.

3.3.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os

comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

A data fixada para a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais, referida anteriormente, é de 31 de dezembro de 2020.

Até essa data, o Comercializador de último recurso continua a fornecer gás natural àqueles clientes finais, que independentemente do consumo associado, não exerçam o direito de mudança, mediante a aplicação de tarifas transitórias, fixadas pela ERSE. O Decreto-Lei n.º 15/2015 remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição da metodologia de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, que veio a ser estabelecida pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da referida Portaria n.º 359/2015, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso cabe à ERSE definir o parâmetro $Y_{i,p}$, que condiciona a variação do fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro $Y_{i,p}$ até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período p seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo, ou seja, assegurando que o fator de agravamento não é negativo.

$$FA_{i,p} = (Te'_{i,p-1} - Curg_p) + Y_{i,p}$$

De acordo com o definido no Artigo 2.º da referida Portaria, $Te'_{i,p-1}$ corresponde à tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais, deduzida dos custos médios de utilização do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo e das entradas na rede de transporte, para o ano gás 2018-2019, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores i (MP, BP> e BP<).

A variável $Curg_p$ corresponde ao custo médio de aquisição de energia do CUR grossista previsto para o ano gás 2019-2020, conforme definido no Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural.

A variável $\Upsilon_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de atualização tendo em conta a evolução dos mercados de gás natural para o ano gás 2019-2020, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores.

Por fim, a variável resultante $FA_{i,p}$ corresponde ao fator de atualização da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, aplicável a partir de 1 de outubro de 2019, a cada um dos segmentos de consumidores.

No Quadro 3-59 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de outubro de 2019, assim como o valor das variáveis que o determinam. Não é aplicado qualquer fator de agravamento na BP<.

Quadro 3-59 - Fatores de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2019

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1} - Curg_p$	$\Upsilon_{i,p}$	$FA_{i,p}$
MP	23,03	21,50	1,52	0,53	2,06
BP>	27,08	21,58	5,50	0,53	6,04
BP<	21,08	21,58	-0,50	0,50	0,00

No Quadro 3-60 apresentam-se as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultantes dos fatores de atualização da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, a partir de 1 de outubro de 2019.

Quadro 3-60 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2019

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Média Pressão MP (> 1 milhão m ³ /ano) *	-1,0%
Baixa Pressão BP > (> 10 000 m ³ /ano)	-7,3%
Baixa Pressão < (< 10 000 m ³ /ano)	-2,2%

* Os limites de consumo indicados são indicativos

3.3.1.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M³

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2019.

Quadro 3-61 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,07	0,0566	0,0679
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0489	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0484	0,1467

Quadro 3-62 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,14	0,0563	0,0702
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0497	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0488	0,1467

Quadro 3-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,14	0,0563	0,0702
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0497	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0488	0,1467

Quadro 3-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,92	0,0564	0,0629
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0497	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0479	0,1467

Quadro 3-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da LisboaGás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,82	0,0563	0,0596
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0491	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0484	0,1467

Quadro 3-66 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,82	0,0563	0,0596
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0497	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0488	0,1467

Quadro 3-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,14	0,0563	0,0702
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0497	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0488	0,1467

Quadro 3-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,14	0,0563	0,0702
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0497	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0488	0,1467

Quadro 3-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,82	0,0563	0,0596
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0493	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0484	0,1467

Quadro 3-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,14	0,0563	0,0702
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0497	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0488	0,1467

Quadro 3-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,05	0,0564	0,0672
Escalão 2	221 - 500	2,82	0,0528	0,0925
Escalão 3	501 - 1 000	4,08	0,0493	0,1337
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,48	0,0484	0,1467

3.3.1.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2019.

Os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m³) podem optar pelas tarifas de Média Pressão, nos termos do Artigo 26.º do Regulamento Tarifário, de acordo com as regras apresentadas no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020”.

Quadro 3-72 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m ³ ANO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária	10 000 - 700 000	5,75	0,036549	0,030382	0,039889	0,1884	0,00130782
	≥ 700 000	5,75	0,033507	0,030382	0,039889	0,1884	0,00130782
Mensal	10 000 - 100 000	65,47	0,041655	0,038529		2,1464	
	≥ 100 000	263,04	0,038508	0,035383		8,6242	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária	10 000 - 2 000 000	16,76	0,027026	0,026214	0,022049	0,5495	0,00072291
	≥ 2 000 000	16,76	0,026619	0,026214	0,022049	0,5495	0,00072291
Curtas utilizações	10 000 - 2 000 000	16,76	0,029744	0,026214	0,004630	0,5495	0,00015181
	≥ 2 000 000	16,76	0,029152	0,026214	0,004630	0,5495	0,00015181
Mensal	10 000 - 100 000	35,38	0,031123	0,030717		1,1601	
	≥ 100 000	161,90	0,029779	0,029373		5,3081	

3.3.2 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

3.3.2.1 TARIFA DE ENERGIA DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista, deve proporcionar os proveitos da função de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso.

A tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista reflete o custo previsto para o aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2019-2020, bem como o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte). Adicionalmente a tarifa reflete o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural, que decorre do Decreto-Lei n.º 140/2006, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

Quadro 3-73 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Venda a comercializadores de último recurso retalhistas (EUR/kWh)	0,02249572

3.3.2.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 m³

Os preços da tarifa de Energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m³, apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro e na Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

Quadro 3-74 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA		PREÇOS
Baixa Pressão ≤ 10 000 m ³ (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02258800
	Escalão 2	0,02258800
	Escalão 3	0,02258800
	Escalão 4	0,02258800

3.3.2.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 m³

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro e na Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

Quadro 3-75 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,02456908
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,02862712

3.3.2.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M³

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização em BP<, a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista aos fornecimentos de gás natural dos seus clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.

Quadro 3-76 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	2,18
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00053579

3.3.2.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10000 M³

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos de gás natural dos seus clientes com consumo anual superior a 10 000 m³.

Quadro 3-77 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,08
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00100379

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2019-2020

4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 62.º, 120.º e 243.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural (RRC) em vigor estabelecem, respetivamente, que cabe à ERSE a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.
- Preço de leitura extraordinária.

Do mesmo modo, estabelecem os artigos 170.º e 181.º do RRC em vigor, este último em leitura conjugada com o que decorre da Diretiva n.º 2/2011, que a ERSE deverá aprovar:

- Encargos com a rede a construir.
- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.
- Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m³ (n).

Em conformidade com os mencionados preceitos do RRC, a aprovação pela ERSE dos preços anteriormente referidos deve ter em conta as propostas apresentadas pelos operadores de redes e comercializadores de último recurso retalhistas, consoante o caso.

4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Para efeitos do ano gás 2019-2020, nem os operadores das redes de distribuição, nem os comercializadores de último recurso retalhistas apresentaram à ERSE propostas para os preços dos serviços regulados.

4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2019-2020

Tendo em conta a convergência realizada no passado para a aderência aos custos, conjugada com a ausência de propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso retalhistas, assim como o Parecer do Conselho Tarifário à proposta submetida, a ERSE mantém, para o ano gás 2019-2020 e, excepcionalmente dada a dilação temporal do início do ano tarifário em 2019, entre 1 de julho e 30 de setembro de 2019, os preços dos serviços regulados que vigoraram no ano gás 2018-2019.

4.3.1 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2019-2020 são os indicados no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2019-2020)

Unidades:EUR				
Cliente	Serviços	Preços em vigor 2018-2019	Preços aprovados pela ERSE para 2019-2020	
			Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Interrupção de fornecimento:	17,01	17,01	0%
	Restabelecimento do fornecimento:			
	Dia útil (8h às 18h)	25,51	25,51	0%
	Dia útil (18h às 24h)	30,32	30,32	0%
	Restantes dias	30,32	30,32	0%
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento	9,81	9,81	0%

Aos valores constantes do Quadro 4-1 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Os horários de prestação dos serviços devem respeitar o previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço.

4.3.2 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

Os encargos com a rede a construir no ano gás 2019-2020 são os indicados no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2019-2020)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor 2018-2019	Preços aprovados pela ERSE para 2019-2020	
		Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€/m)	30,90	30,90	0%
Rede a construir (€/m)	49,50	49,50	0%

Aos valores constantes do Quadro 4-2 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O preço do serviço de leitura extraordinária no ano gás 2019-2020 assume o valor apresentado no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2019-2020)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor 2018-2019	Preços aprovados pela ERSE para 2019-2020	
			Preço	Varição face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	14,17	14,17	0%

Aos valores constantes do Quadro 4-3 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Os encargos de leitura extraordinária constantes do quadro anterior não são aplicáveis aos clientes com telecontagem.

4.3.4 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

As quantias mínimas a pagar em caso de mora assumem no ano gás 2019-2020 os valores que se apresentam no Quadro 4-4.

Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m³ (n) (ano gás 2019-2020)

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor 2018-2019	Preços aprovados pela ERSE para 2019-2020	
		Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0%

Os prazos referidos no Quadro 4-4 são contínuos.

4.3.5 FATORES A CONSIDERAR PARA O CÁLCULO DO SOBRECUSTO DE VEICULAÇÃO DE GÁS NATURAL PARA LIGAÇÕES ÀS REDES DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³ (N)

O artigo 172.º do RRC estabelece que os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n), a suportar pelo requisitante, correspondem ao maior dos seguintes valores:

- Sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados para efeitos de cálculo das tarifas de uso das redes, resultante da ligação da instalação à rede de distribuição.
- Percentagem do custo verificado para a construção da ligação em causa.

Para este efeito, utiliza-se a fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural estabelecida na Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, que fixou em 20% o valor da percentagem referida no agora artigo 172.º do RRC.

A fórmula de determinação do sobrecusto de veiculação de gás natural (S_p) é a seguinte:

$$S_p = I_p - F_j \times Q_p$$

em que:

- I_p Valor do investimento na ligação à rede (€)
 Q_p Caudal anual previsto na instalação a ligar à rede (kWh)

A aplicação da fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural prevê a publicação anual pela ERSE de um fator aplicável a cada nível de pressão (F_j). Deste modo, a aplicação da metodologia estabelecida na Diretiva n.º 2/2011 aos custos do capital unitário médio global dos operadores das redes de distribuição para baixa e média pressão e às quantidades de consumo consideradas na proposta de tarifas para o ano gás 2019-2020 conduz aos seguintes fatores aprovados pela ERSE para vigorar entre 1 de julho de 2019 e 30 de junho de 2020:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³(n)) – 0,035362 €/kWh.
- Média Pressão – 0,013577 €/kWh.

4.3.6 VALORES DE REFERÊNCIA A CONSIDERAR NO CÁLCULO DOS CUSTOS DE INTEGRAÇÃO DE POLOS DE CONSUMO EXISTENTES NAS REDES DE GÁS NATURAL

O artigo 181.º do RRC prevê a fixação de limites (valores de referência) aos custos a considerar para efeitos tarifários nas operações de integração nas redes de gás natural de polos de consumo existentes.

Para efeitos de integração nas redes de distribuição de gás natural, o n.º 3 do artigo 181.º do RRC prevê as seguintes situações:

- a) Instalações servidas por redes de distribuição utilizadas para veicular outros gases combustíveis.
- b) Instalações não servidas por redes de distribuição de gases combustíveis.

A ERSE considera que os custos suportados pelo sistema nacional de gás natural a título de conversões e reconversões devem considerar os valores de referência estabelecidos para o ano gás anterior, afetados do parâmetro de referência previsto no RRC.

Os valores de referência a vigorar no exercício tarifário de 2019-2020 são os indicados no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Valores de referência

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor 2018-2019	Preços aprovados pela ERSE para 2019-2020	
		Valores	Variação face aos preços em vigor (%)
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 181.º do RRC	337,50	337,50	0%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 181.º do RRC	570,00	570,00	0%

Aos valores constantes da tabela anterior aplica-se casuisticamente o parâmetro de eficiência apurado para cada ORD em função da seguinte expressão [A] e por aplicação do termo de eficiência expresso no Quadro 4-6.

$$P_{t,i}^j = VR_t^j \cdot (1 - e_i), [A], \text{ em que}$$

- P_t^j corresponde ao valor final de referência para o ORD i, a vigorar no ano gás t, onde j corresponde à tipologia prevista nas alíneas a) ou b) do n.º 3 do artigo 181.º do RRC;
- VR_t^j corresponde ao valor de referência a aprovar pela ERSE e a vigorar no ano gás t, onde j corresponde à tipologia prevista nas alíneas a) ou b) do n.º 3 do artigo 181.º do RRC;
- e_i corresponde ao fator de eficiência (aplicável ao ORD i) para cada um dos escalões na tabela definida anteriormente.

Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência

Investimento/PA/MWh	Evolução Inv/PA/MWh [(s-1)/(s-2) - 1]	Fator de eficiência
< 400 €		0%
[400 €; 500 €]	> 0%	4%
	[-2%; 0%]	3%
]-2%;-5%]	2%
	< -5%	1%
> 500 €	> 0%	5%
	[-2%; 0%]	4%
]-2%;-5%]	3%
	< -5%	2%

5 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA

Os custos de transporte de GNL por camião cisterna para unidades autónomas de gás natural (UAG) privadas ou públicas é suportado pelo operador da rede de transporte até a um determinado custo máximo, que os repercute nos custos que lhe são reconhecidos para efeitos de cálculo de proveitos e de tarifa de uso da rede de transporte. Em contrapartida, os agentes de mercado que transportam gás natural por camião cisterna pagam tarifa de uso da rede de transporte. Este mecanismo, previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Logística de Abastecimento de UAG, permite uma perequação de custos evitando a discriminação negativa de zonas do país sem rede de transporte.

De acordo com a Diretiva da ERSE n.º 9/2018, os valores para o custo máximo que o operador da rede de transporte pode aceitar que lhe sejam transferidos por parte dos agentes de mercado que recorram ao transporte de GNL por camião cisterna, a considerar para efeitos de cálculo da tarifa de uso da rede de transporte, nos termos previstos no Regulamento Tarifário, em função da distância percorrida entre o Terminal de GNL de Sines e a Unidade Autónoma de GNL, são os que resultam da aplicação da fórmula seguinte:

$$Ca = F \times E \times \text{Dist} + \text{TF}$$

em que:

Ca (€) - Custo máximo que pode ser aceite pelo operador da rede de transporte.

F (€ / (MWh x km)) - Fator multiplicativo definido anualmente pela ERSE.

E (MWh) – Energia transportada em cada cisterna.

Dist (km) – Distância reconhecida para cada UAG.

TF (€) – Termo fixo definido anualmente pela ERSE.

Os valores que vigoram no ano-gás 2018-2019 são os seguintes:

$$F = 0,0078 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$\text{TF} = 102 \text{ €}$$

VALORES VERIFICADOS EM 2018

O quadro seguinte sumariza a informação disponibilizada pelo operador da rede de transporte. Importa referir que não são consideradas as cargas para a UAG de Socorridos, na Região Autónoma da Madeira, por não se considerarem no âmbito do SNGN.

**Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna
(sem UAG de Socorridos)**

	N.º de UAG abastecidas	N.º de camiões-cisterna	Total de energia transportada (MWh)	Custo total (€)	Custo aceite (€)
2009-2010	30	2037	625 676	1 919 960	1 919 960
2010-2011	34	2331	705 502	2 180 523	2 180 523
2011-2012	36	2526	761 215	2 334 632	2 334 632
2012-2013	43	2648	808 713	2 537 760	2 537 760
2013	50	3237	987 285	2 901 132	2 861 106
2014	56	3361	1 021 545	3 123 536	2 870 964
2015	64	3271	966 873	2 756 575	2 670 428
2016	64	3497	1 039 386	3 205 071	3 016 395
2017	68	3806	1 140 376	3 404 915	3 220 621
2018	84	4672	1 391 256	4 037 341	3 861 732

Nota: valores sem IVA

Comparativamente com 2017, há a destacar um aumento significativo no número de UAG abastecidas (+24%) e número de cargas de camiões cisternas e respetiva energia transportada (cerca de +22%). Esta evolução resulta do aumento do número de UAG em exploração, tanto privadas como de rede (em especial na rede da Sonorgás), bem como do incremento do consumo.

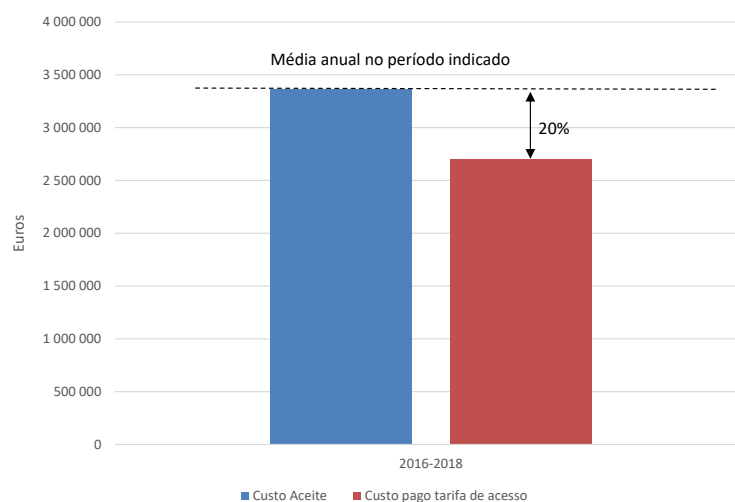
A análise do quadro anterior permite concluir ainda que o mecanismo de preço máximo permitiu reduzir em cerca de 4% o valor do custo a incluir na atividade de transporte.

Conforme referido, o quadro anterior não inclui cargas destinadas à Central Termoelétrica da Vitória na Ilha da Madeira (através da UAG de Socorridos, utilizando transporte rodoviário de Sines até ao Porto de Lisboa, transporte marítimo entre Lisboa e o Funchal e transporte rodoviário entre o Funchal e Socorridos). Em 2018, foram efetuadas 1389 cargas no Terminal de GNL de Sines, tendo como destino a UAG de Socorridos.

O sistema vigente, em que os comercializadores de clientes em redes abastecidas por UAG pagam a tarifa de acesso às redes, conduz a que o sobrecusto do transporte de GNL por camião face ao transporte por

gasoduto seja refletido em todos os clientes. Importa assim analisar a evolução do referido sobrecusto. Na figura seguinte, apresenta-se o custo aceite por transporte em camião cisterna e o custo suportado pelas mesmas quantidades em tarifa de acesso²⁰, em valor médio nos últimos três anos.

Figura 5-1 – Custo aceite com transporte de GNL em camião cisterna e custo com a tarifa de acesso



O Gestor Logístico de Unidades Autónomas de GNL (GL-UAG), conforme previsto no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG, entregou à ERSE o relatório anual de atividades relativo a 2018.

VALORES A VIGORAR PARA O ANO GÁS 2019/2020

O GL-UAG enviou uma proposta à ERSE, da qual deu conhecimento ao operador da rede de transporte, na qual propõe a manutenção do declive do mecanismo e o aumento do valor fixo de 102 € para 378 €. Este aumento proposto foi justificado pelos seguintes fatores:

- Novo contrato coletivo de trabalho, em vigor desde 1 de outubro passado, que aumentou os custos com mão-de-obra (resultado do aumento do número de horas de paragem, maior custo no trabalho ao fim-de-semana, aumento do salário base e complementos). O GL- UAG estima um aumento de cerca de 20% nos custos com mão-de-obra.

²⁰ Tarifas de acesso às redes a aplicar a instalações abastecidas por UAG publicas pela ERSE.

- Aumento entre 9% e 10% nos contratos com os transportadores, resultante do aumento dos custos com combustível e com o IPC (desde que os parâmetros da fórmula de cálculo foram atualizados).
- Aumento de cerca de 3% do custo com portagens (desde que os parâmetros da fórmula de cálculo foram atualizados).

A proposta do GL-UAG permite estimar um aumento global de cerca de 30% nos custos máximos aceites em cada ano.

O operador da rede de transporte enviou à ERSE uma proposta, a qual beneficiou da análise da proposta do GL-UAG. A proposta pretende considerar o aumento de custos com o transporte rodoviário identificado pelo GL-UAG, utilizando a seguinte metodologia:

- Uma vez que o número de cargas transportadas para o GL-UAG representa cerca de 45% do número total de cargas (em número e energia), considera-se que a amostra é representativa do universo de transportes.
- Em janeiro e fevereiro (dados já disponíveis) já se fez sentir o referido aumento de custos, designadamente os resultantes do novo contrato coletivo de trabalho. Nestes dois meses verificaram-se cerca de 500 cargas para o GL-UAG.
- Tendo por base os custos de transporte para cada UAG (com informação dos dois meses referidos), foi ajustada a regressão linear que melhor aproxima o custo de transporte em função da distância.

Com a metodologia adotada, a proposta do operador da rede de transporte preconiza a alteração do valor fixo e da derivada da fórmula. São propostos pelo operador da rede de transporte os seguintes parâmetros:

$$F = 0,0086 \text{ € } / (\text{ MWh x km })$$

$$TF = 110 \text{ € }$$

A proposta do operador da rede de transporte conduz a um aumento estimado do custo máximo aceite com o transporte de GNL de 10%²¹.

²¹ Estimativa calculada tendo como pressuposto a representatividade dos transportes efetuados pelo GL-UAG e dos custos verificados nos dois primeiros meses do corrente ano.

O aumento estimado, apesar de significativo, deve ser analisado tendo em consideração o seguinte:

- O valor vigente tem-se mantido inalterado nos últimos quatro anos, apesar do aumento de alguns dos custos associados ao transporte rodoviário, obrigando a ganhos de eficiência.
- O GL-UAG explicou detalhadamente à ERSE o aumento de custos com a mão-de-obra resultante do novo contrato coletivo de trabalho, bem como a dificuldade que as empresas enfrentam atualmente em encontrar mão-de-obra disponível para a função de motorista.
- A proposta do operador da rede de transporte, aplicada aos transportes do GL-UAG verificados nos dois primeiros meses do corrente ano, não permite uma recuperação dos custos verificados, mantendo-se o incentivo ao aumento de eficiência.
- A proposta do operador da rede de transporte procura um equilíbrio resultado do efeito de carteira dos comercializadores que, quando comparada com a proposta do GL-UAG, corresponde a uma diminuição significativa do aumento proposto pelo GL-UAG.

O Conselho Tarifário reconhece o papel que o modelo vigente (de perequação de custos de transporte por camião cisterna) tem desempenhado, permitindo abastecer de gás natural consumos em zonas mais remotas, que assim beneficiam de energia a um preço mais competitivo, tirando também partido do efeito de escala do SNGN. O Conselho refere também a importância do controlo de custos e da eficiência do transporte rodoviário de GNL.

Apesar do novo contrato coletivo de trabalho em vigor desde 1 de outubro de 2018, o setor do transporte de mercadorias perigosas encontra-se em evolução. Na sequência da greve dos motoristas de transporte de substâncias perigosas em abril passado, deu-se início a um período negocial entre representantes das duas partes, sendo expectável que venham a ser acordadas alterações com impacto nos custos do transporte de GNL por rodovia. Todavia, à data, não são ainda conhecidas as alterações e a sua data de entrada em vigor, sendo por isso difícil estimar os custos a ocorrer no ano gás que se inicia.

Deste modo, a ERSE considera mais prudente manter a proposta sujeita ao Conselho Tarifário, sem prejuízo das alterações que se revelem necessárias na sequência do estudo proposto pela ERSE sobre este tema, eventualmente em revisão extraordinária deste mecanismo ou dos seus parâmetros. Este estudo, a desenvolver pelo operador da rede de transporte, deve ter em consideração, entre outros, os seguintes aspetos:

-
- Análise da experiência de aplicação do mecanismo vigente;
 - Comparação entre os custos de transporte rodoviário de GNL e por gasoduto;
 - Análise dos custos de mercado para transporte rodoviário de GNL;
 - Análise de alternativas ao mecanismo de perequação de custos;
 - Análise do pressuposto vigente de que os clientes abastecidos por UAG suportam os custos da rede de transporte e do uso global do sistema;
 - Envolvimento dos vários comercializadores e da ERSE.

Tendo em conta o exposto, os valores para o custo máximo que o operador da rede de transporte pode aceitar que lhe sejam transferidos por parte dos agentes de mercado que recorram ao transporte de GNL, em função da distância reconhecida entre o Terminal de GNL de Sines e a Unidade Autónoma de GNL, resultam da aplicação da fórmula seguinte:

$$Ca = F \times E \times Dist + TF$$

em que:

Ca (€) - Custo máximo que pode ser aceite pelo operador da rede de transporte.

F (€ / (MWh x km)) - Fator multiplicativo a publicar anualmente pela ERSE.

E (MWh) – Energia transportada em cada cisterna.

Dist (km) – Distância reconhecida para cada UAG.

TF (€) – Termo fixo a publicar anualmente pela ERSE.

Para o ano gás de 2019-2020, os parâmetros propostos são:

$$F = 0,0086 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$TF = 110 \text{ €}$$

As distâncias reconhecidas por UAG, a considerar no cálculo anterior, são publicadas pelo operador da rede de transporte na sua página na internet, mantendo-se a regra instituída de, no caso da opção por percursos que incluam descargas parciais em mais do que uma UAG, a distância reconhecida a ser considerada

corresponde à média das distâncias que seriam percorridas entre o Terminal de GNL de Sines e as UAG em causa, caso fosse realizada uma descarga completa.

6 ANÁLISE DE IMPACTES

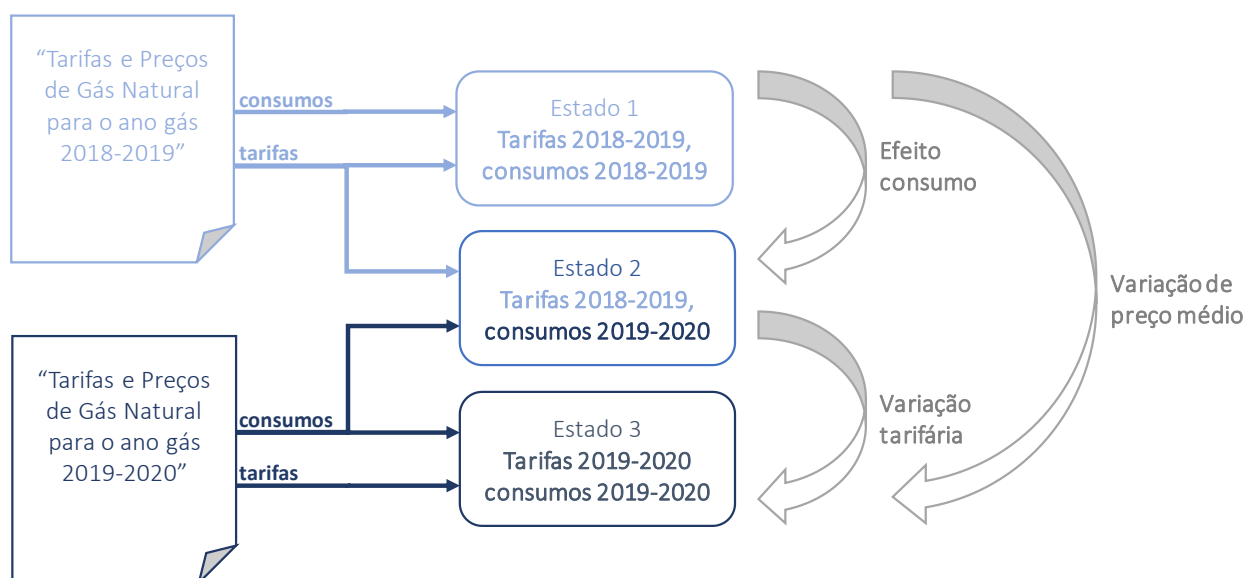
No presente capítulo apresentam-se os impactes verificados nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2019-2020. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais; e iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A evolução nominal destes preços médios é representada através de três estados distintos:

- “Tarifas 2018-2019, consumos 2018-2019”: O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2018-2019, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2018-2019, conforme o documento “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2018-2019” da ERSE.
- “Tarifas 2018-2019, consumos 2019-2020”: O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2019-2020, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano gás 2018-2019.
- “Tarifas 2019-2020, consumos 2019-2020”: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2019-2020 e as respetivas quantidades para este ano gás.

Desta forma identificam-se os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos seus preços e, por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas. A variação do preço médio representa quer o efeito exclusivo da variação de preços da tarifa (variação tarifária), quer o efeito de alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo).

Figura 6-1 – Explicitação da variação tarifária



6.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

Nesta secção apresenta-se evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2019-2020, referidos às entregas de gás natural aos utilizadores das infraestruturas.

A Figura 6-2 apresenta a variação do preço médio das tarifas por atividade regulada em Alta Pressão entre os anos gás 2018-2019 e 2019-2020. Todas estas tarifas registam desagravamentos dos preços médios (a verde na figura), impulsionados por variações tarifárias com o mesmo sentido. Verifica-se que o decréscimo da tarifa de uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação, para além da variação tarifária apresenta uma descida mais acentuada devido ao efeito consumo.

As descidas dos preços médios das tarifas de uso do Armazenamento Subterrâneo e de uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte também apresentam um decréscimo do efeito consumo, potenciando a diminuição da variação do preço médio.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão²²

Tarifa	Preço médio 2018-2019	Preço médio 2019-2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,88 €/MWh Receitas: 21 764 k€ Quantidades: 24 614 GWh	0,60 €/MWh Receitas: 23 865 k€ Quantidades: 39 522 GWh	-31,7%	-13,5%	-21,0%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	8,12 €/MWh Receitas: 12 320 k€ Quantidades: 1 518 GWh	6,48 €/MWh Receitas: 12 627 k€ Quantidades: 1 947 GWh	-20,1%	-14,1%	-7,0%
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	1,57 €/MWh Receitas: 92 840 k€ Quantidades: 59 218 GWh	1,09 €/MWh Receitas: 73 191 k€ Quantidades: 66 936 GWh	-30,3%	-21,2%	-11,5%
Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,08 €/MWh Receitas: 4 550 k€ Quantidades: 59 218 GWh	0,05 €/MWh Receitas: 3 139 k€ Quantidades: 63 636 GWh	-35,8%	-36,3%	0,7%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

O preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte inclui quer os preços de entrada quer os preços de saída da RNT. Relativamente à aplicação dos preços desta tarifa nos pontos de entrada da RNT de gás natural, a ERSE elaborou o parecer interpretativo n.º 1/2011, ao abrigo do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais.

De acordo com o referido parecer é expectável que os comercializadores transmitam o custo incorrido (pelo uso dos pontos de entrada da rede de transporte) nas faturas dos seus clientes, em variáveis preço a

²² O preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL considera as quantidades de energia à saída do Terminal. O preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo utiliza como variável a energia armazenada diariamente.

escolher por cada comercializador, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.

A forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes é livre, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação. Todavia, atendendo à natureza dos custos de entrada da tarifa de URT, considera-se uma boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo.

A aplicação direta do valor publicado pela ERSE do preço de capacidade de entrada da tarifa de URT à capacidade utilizada pelo cliente final não é imposta pela regulamentação da responsabilidade da ERSE, sendo abusivas quaisquer informações que sejam transmitidas aos clientes em sentido contrário.

Em observância dos princípios da transparência e objetividade do relacionamento comercial com os seus clientes, os comercializadores devem informar os seus clientes sobre o significado dos valores que constituem a fatura de gás natural.

Na Figura 6-3 apresenta-se a evolução do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte do ano gás 2018-2019 para o ano gás 2019-2020. Os preços médios decrescem entre anos gás, essencialmente por efeito da variação tarifária, sendo que o efeito consumo também potencia a diminuição da variação do preço médio.




Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Tarifa	Preço médio 2018-2019	Preço médio 2019-2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Entradas	0,42 €/MWh Receitas: 25 152 k€ Quantidades: 59 218 GWh	0,31 €/MWh Receitas: 20 494 k€ Quantidades: 66 936 GWh	-27,9%	-24,2%	-4,9%
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Saídas	1,14 €/MWh Receitas: 67 688 k€ Quantidades: 59 218 GWh	0,79 €/MWh Receitas: 52 698 k€ Quantidades: 66 936 GWh	-31,1%	-20,0%	-13,9%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

Na Figura 6-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano gás 2018-2019 para o ano gás 2019-2020. O preço médio aumenta de forma acentuada por efeito da variação tarifária.




Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Tarifa	Preço médio 2018-2019	Preço médio 2019-2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,01 €/MWh Receitas: 412 k€ Quantidades: 59 218 GWh	0,01 €/MWh Receitas: 607 k€ Quantidades: 66 936 GWh	30,4% 	43,6% 	-9,2% 

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

A Figura 6-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição entre 2018-2019 e 2019-2020. Verifica-se que o preço médio decresceu, essencialmente devido à variação tarifária.

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Tarifa	Preço médio 2018-2019	Preço médio 2019-2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso da Rede de Distribuição	8,37 €/MWh Receitas: 209 458 k€ Quantidades: 25 039 GWh	7,71 €/MWh Receitas: 202 194 k€ Quantidades: 26 216 GWh	-7,8% 	-8,4% 	0,6% 

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

A Figura 6-6 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização, para fornecimentos anuais até 10 000 m³, as quais são suportadas apenas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negociam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado. Desde 1 de janeiro de 2013 que estas tarifas assumem um carácter transitório. No caso da tarifa de Energia estima-se um acréscimo de 2,0% do preço médio, orientado pelo efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de Comercialização, o acréscimo estimado é de 3,9% no preço médio, devido essencialmente ao aumento em variação tarifária (4,3%), não sendo o mesmo acréscimo tão notório devido ao decréscimo do efeito consumo (-0,4%).

Figura 6-6 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais $\leq 10\,000\text{ m}^3$

Tarifa	Preço médio 2018-2019	Preço médio 2019-2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$	22,13 €/MWh Receitas: 19 092 k€ Quantidades: 863 GWh	22,59 €/MWh Receitas: 17 993 k€ Quantidades: 797 GWh	2,0% 	2,0% 	0,0% 
Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$	8,77 €/MWh Receitas: 7 567 k€ Quantidades: 863 GWh	9,12 €/MWh Receitas: 7 263 k€ Quantidades: 797 GWh	3,9% 	4,3% 	-0,4% 

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

6.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

6.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Nesta secção é apresentada a evolução, entre o ano gás 2018-2019 e o ano gás 2019-2020, do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de OLMC, UGS, URT e URD, para os Centros Eletroprodutores (CEP), para os clientes ligados em Alta Pressão, para os clientes ligados em Média Pressão, para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a $10\,000\text{ m}^3$ e para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$.

A Figura 6-7 sintetiza os valores dos preços médios das tarifas de Acesso às Redes, assim como as grandezas subjacentes, por tipologia de clientes. Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: -14,6% para os centros eletroprodutores, -26,2% para os clientes industriais em AP, -24,8% em MP, -21,9% em BP> e -6,8% em BP<.

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2018-2019, consumos 2018-2019	Tarifas 2019-2020, consumos 2019-2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	1,84 €/MWh Receitas: 32 494 k€ Quantidades: 17 689 GWh	1,26 €/MWh Receitas: 25 696 k€ Quantidades: 20 325 GWh	-31,2% 	-14,6% 	-19,4%
Clientes em Alta Pressão	0,91 €/MWh Receitas: 15 031 k€ Quantidades: 16 445 GWh	0,66 €/MWh Receitas: 11 297 k€ Quantidades: 17 048 GWh	-27,5% 	-26,2% 	-1,7%
Clientes em Média Pressão	3,07 €/MWh Receitas: 52 449 k€ Quantidades: 17 101 GWh	2,35 €/MWh Receitas: 41 644 k€ Quantidades: 17 717 GWh	-23,4% 	-24,8% 	1,9%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	13,84 €/MWh Receitas: 50 828 k€ Quantidades: 3 673 GWh	10,74 €/MWh Receitas: 43 868 k€ Quantidades: 4 086 GWh	-22,4% 	-21,9% 	-0,6%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	32,30 €/MWh Receitas: 137 762 k€ Quantidades: 4 265 GWh	30,02 €/MWh Receitas: 132 472 k€ Quantidades: 4 413 GWh	-7,1% 	-6,8% 	-0,3%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

Estas variações para cada tipo de entrega são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada, conforme se apresenta nas figuras seguintes.

Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores

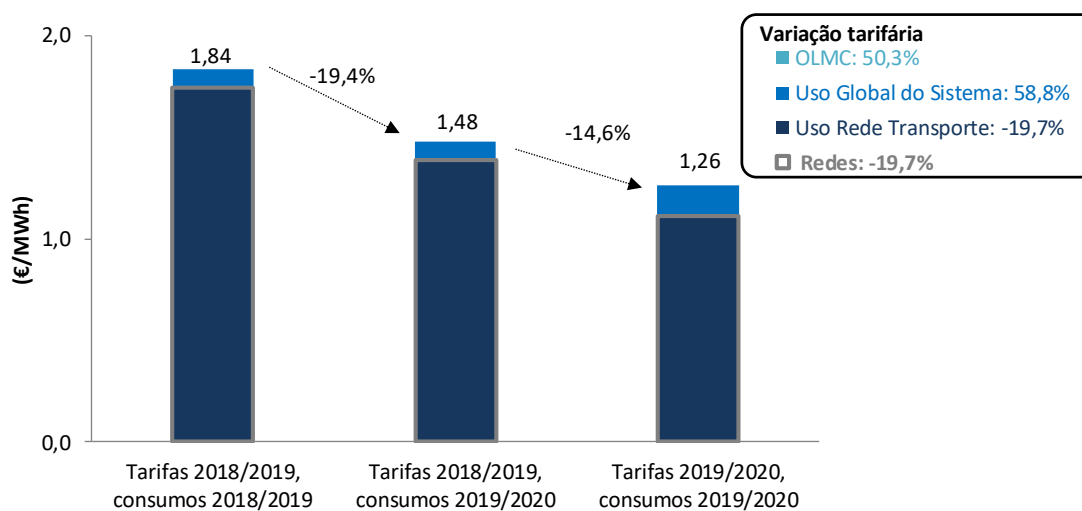


Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão

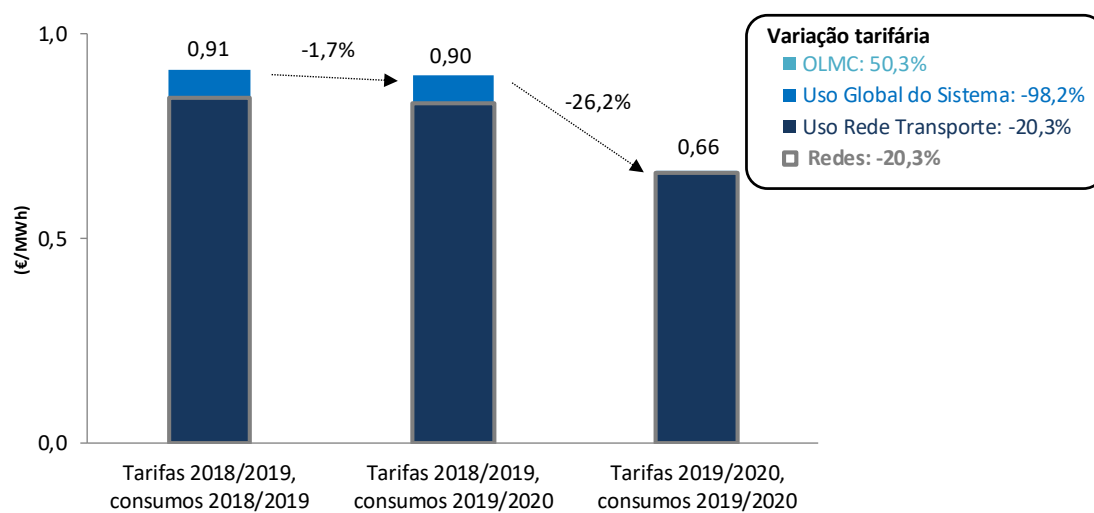


Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

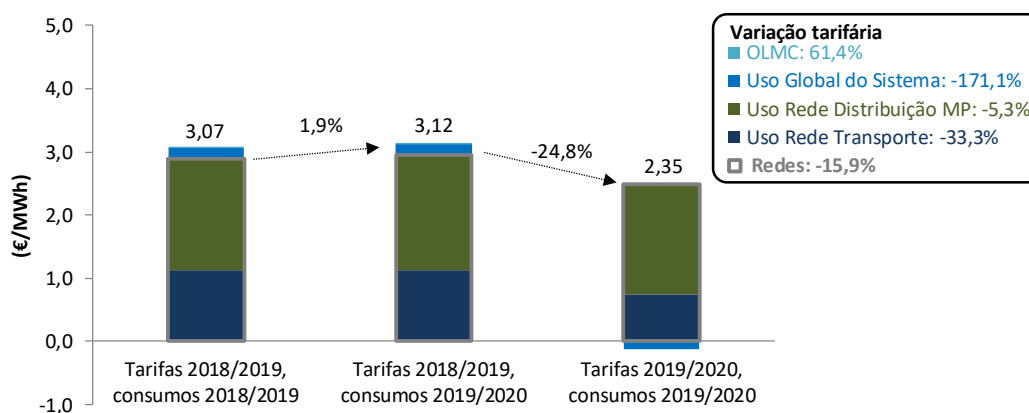


Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³

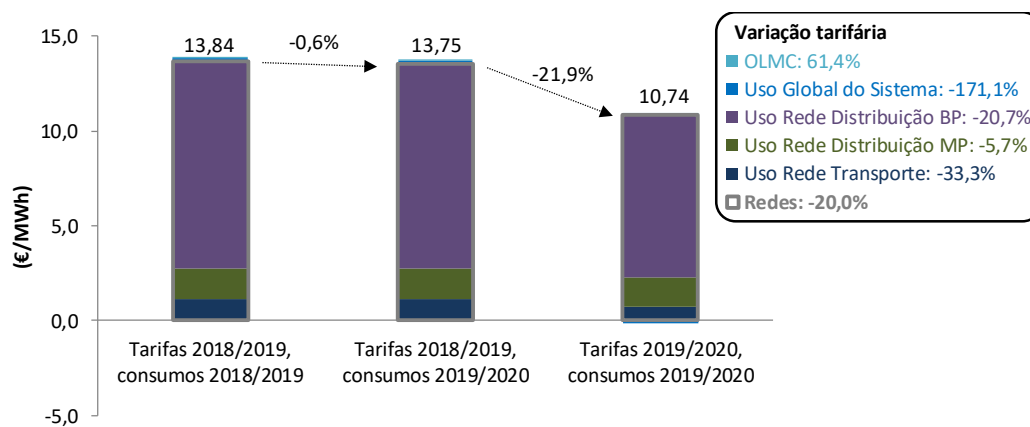
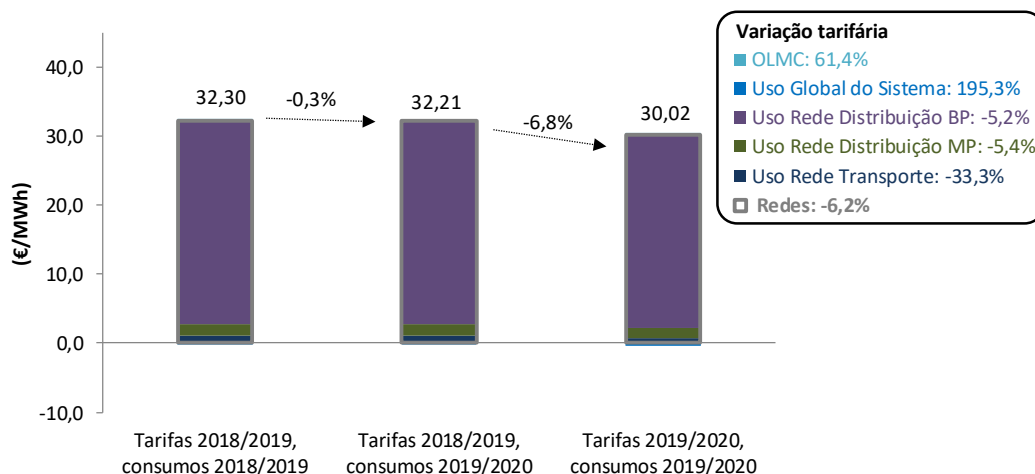


Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



6.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2019-2020

Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, pelas várias tarifas que as compõem: tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. O acesso em alta pressão não inclui os centros eletroprodutores.

Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes

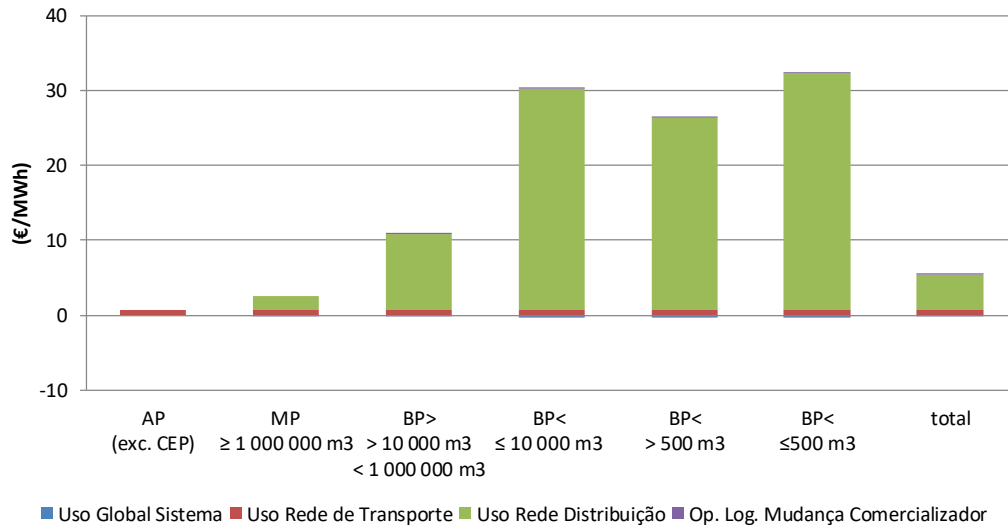
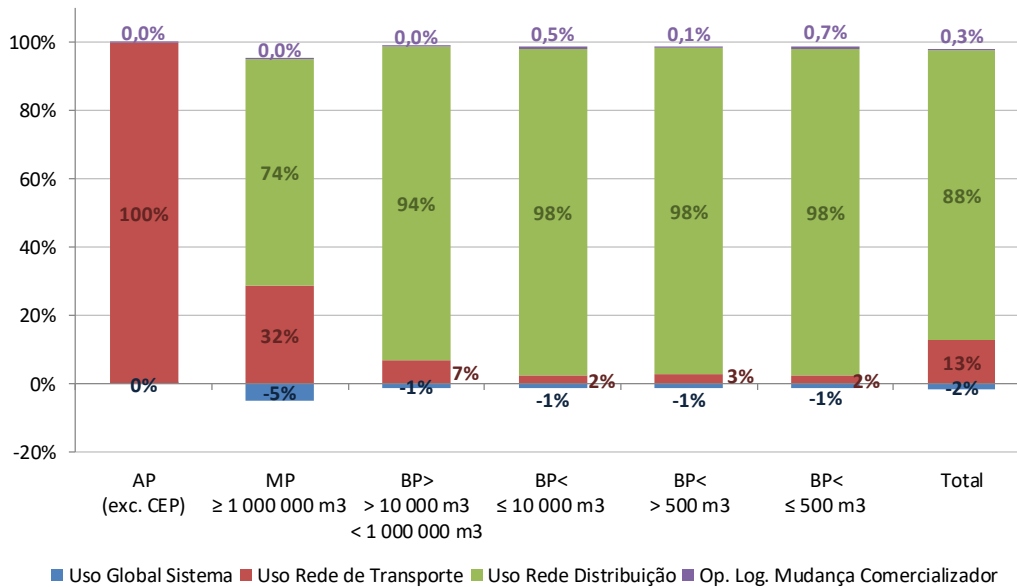


Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



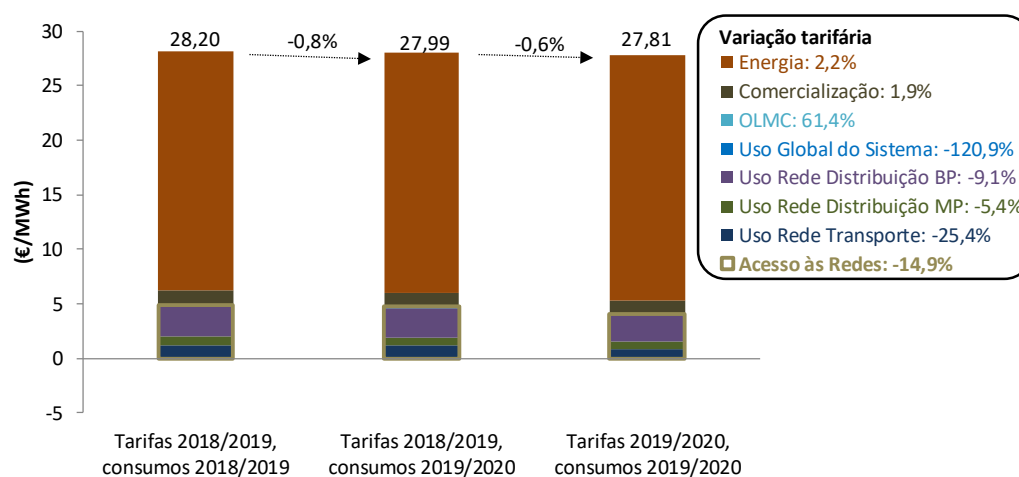
6.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP, MP, BP> e BP<, entre o ano gás 2018-2019 e o ano gás 2019-2020. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE. A tarifa de Energia corresponde ao custo da atividade de compra e venda de gás natural do CUR grossista, 22,50 €/MWh. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão.

Na Figura 6-15, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 2,2% para a Energia, 1,9% para a Comercialização, 61,4% para a Operação Logística de Mudança de comercializador, -120,9% para o Uso Global do Sistema, -9,1% para o Uso da Rede de Distribuição em BP, -5,4% para o Uso da Rede de Distribuição em MP e -25,4% para o Uso da Rede de Transporte.

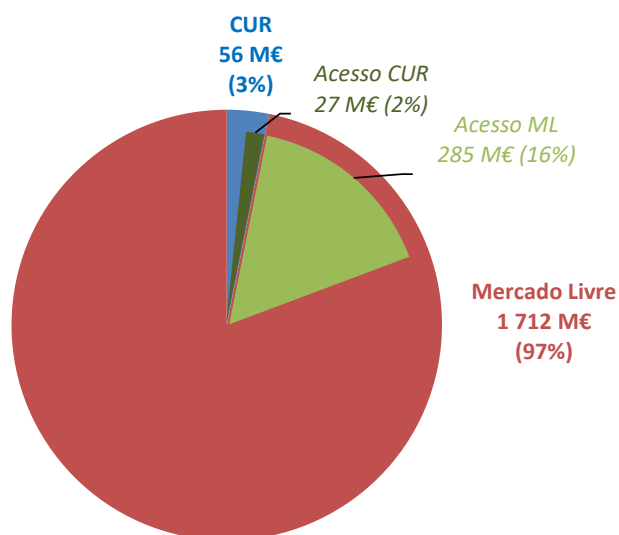
Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás natural no ano gás 2019-2020, sendo de destacar o reduzido peso da comercialização de último recurso nas receitas do setor, 3% que compara com 97% no mercado livre, conforme se ilustra na Figura 6-16. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso regulado pela ERSE, quer para o CUR, quer no mercado livre, que perfazem um valor global de 312

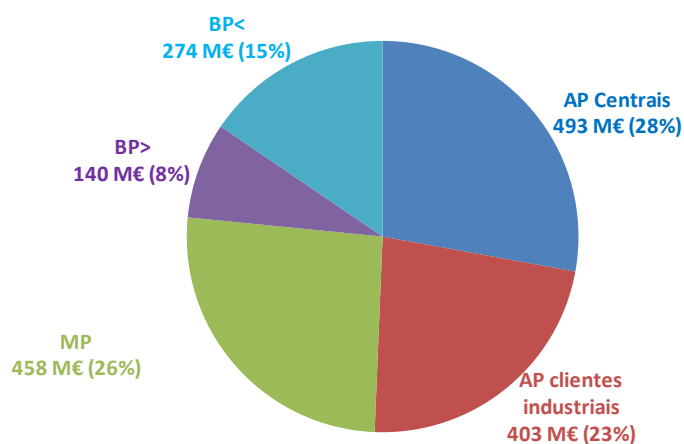
milhões de euros, 18% das receitas do setor. Estas receitas de acesso incluem quer o acesso aplicável a clientes, quer o acesso aplicável a comercializadores.

Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, no ano gás 2019-2020



A estrutura destas receitas por nível de pressão encontra-se ilustrada na Figura 6-17, destacando-se o elevado peso das receitas em Alta Pressão e em Média Pressão.

Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão, no ano gás 2019-2020



De seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre o ano gás 2018-2019 e o ano gás 2019-2020, para os diferentes níveis de pressão. Registam-se variações diferenciadas por nível de pressão: 1,2% para os CEP, 1,1% para os clientes industriais em AP, -1,2% em MP, -6,9% em BP> e -2,1% em BP<. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores

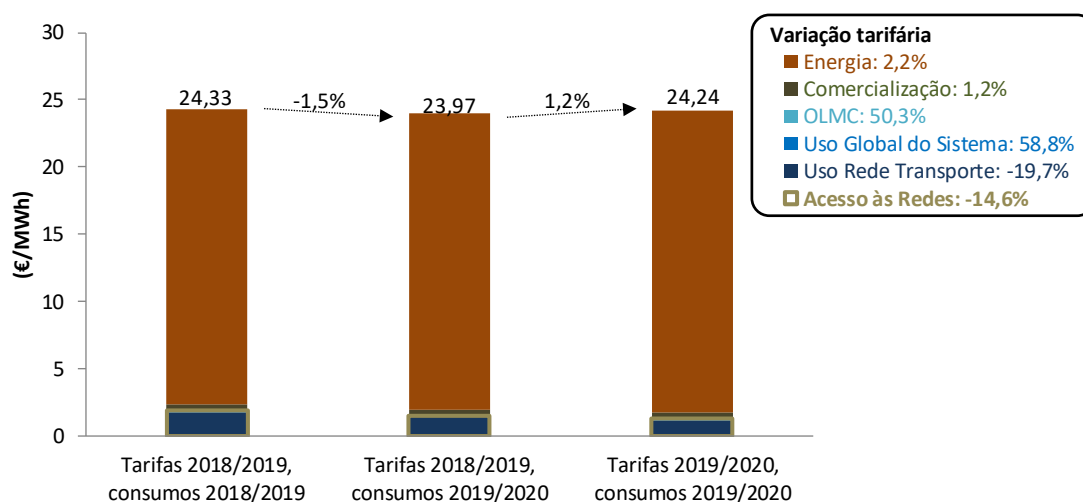


Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

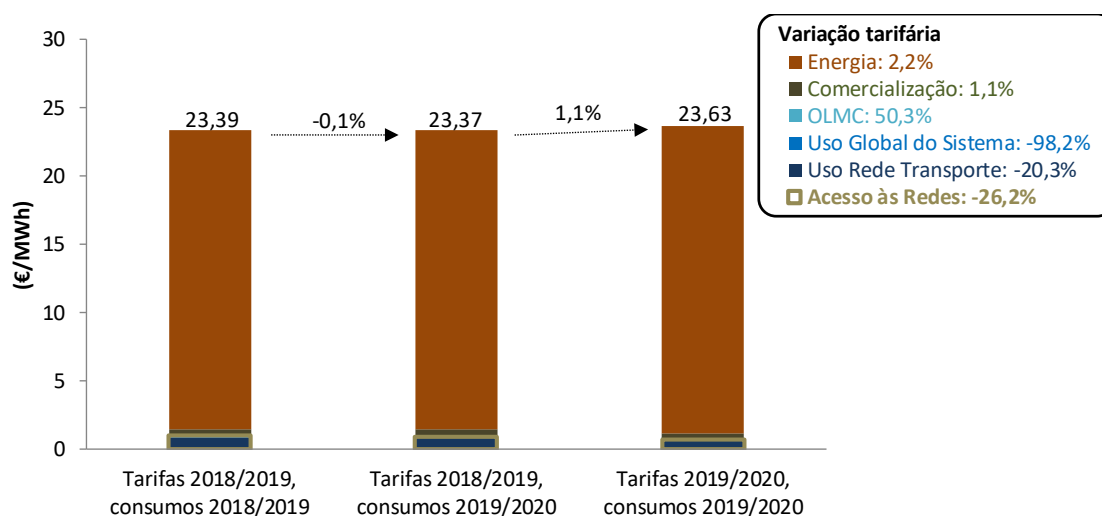


Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP

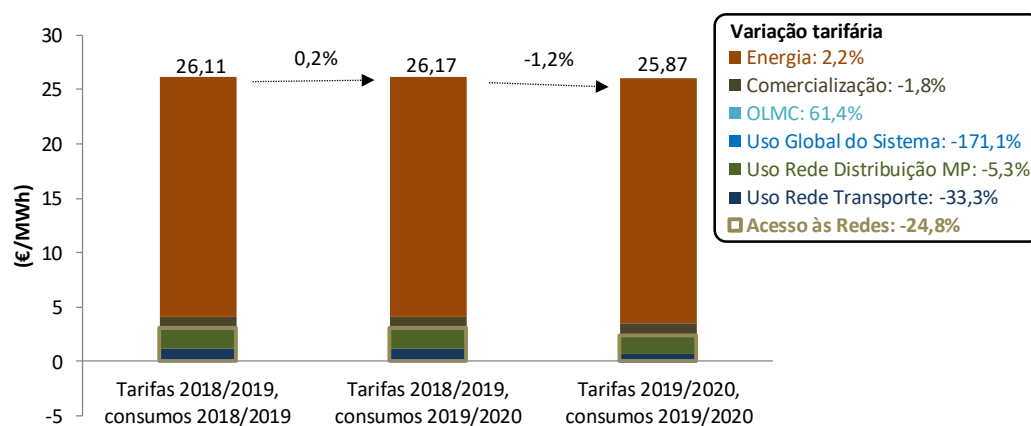


Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>

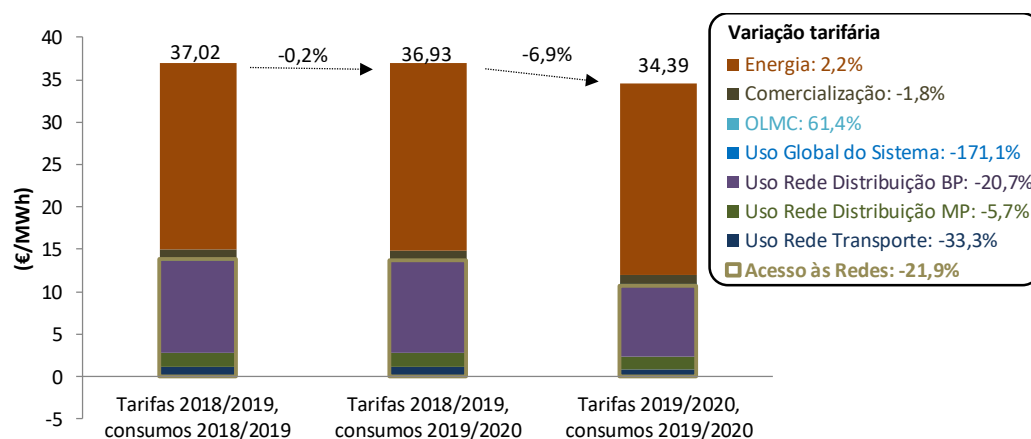
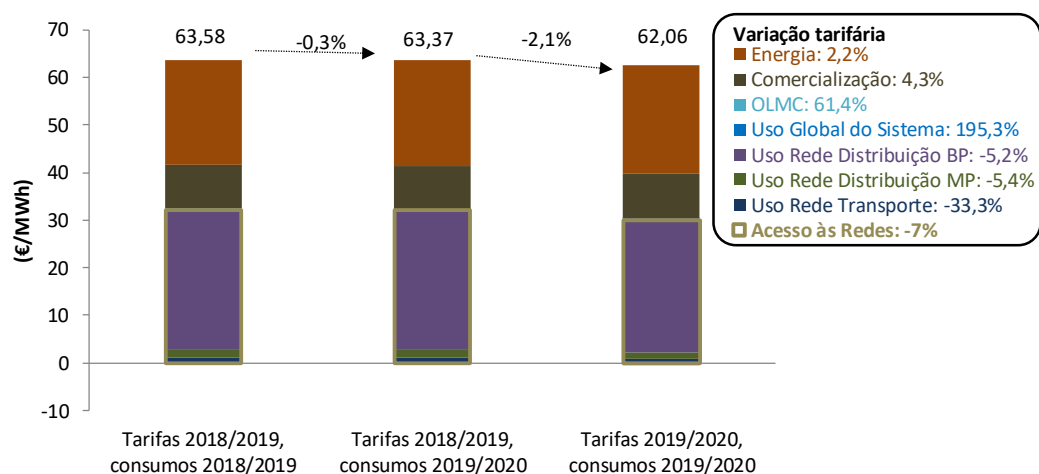


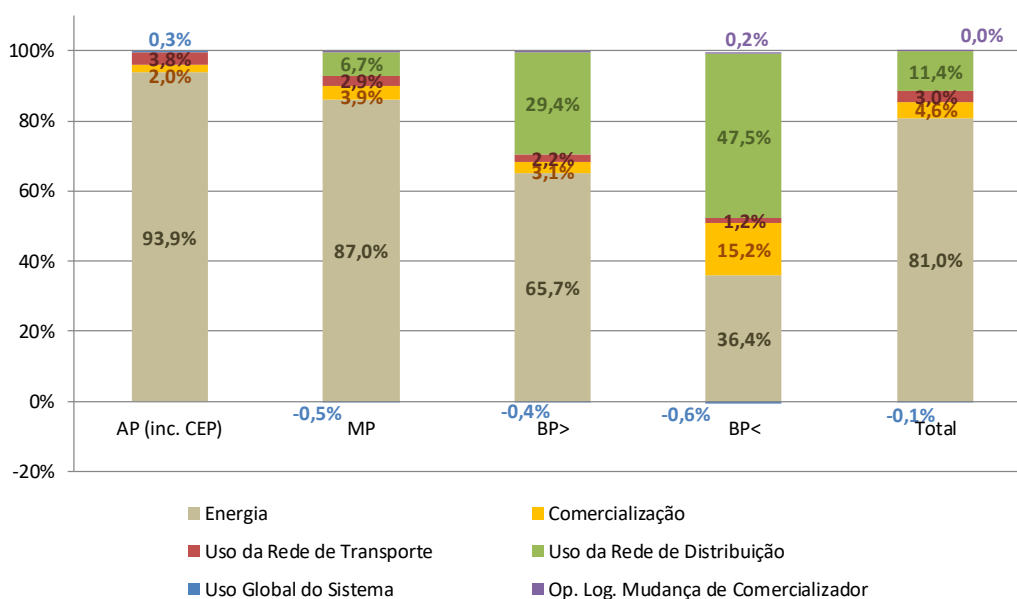
Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<



6.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Na figura seguinte apresentam-se os valores previsionais da decomposição e estrutura do preço médio das tarifas dos comercializadores de mercado, pelas várias componentes que a compõem: Energia e Comercialização, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tarifa de Uso do Global do Sistema e tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Figura 6-23 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais

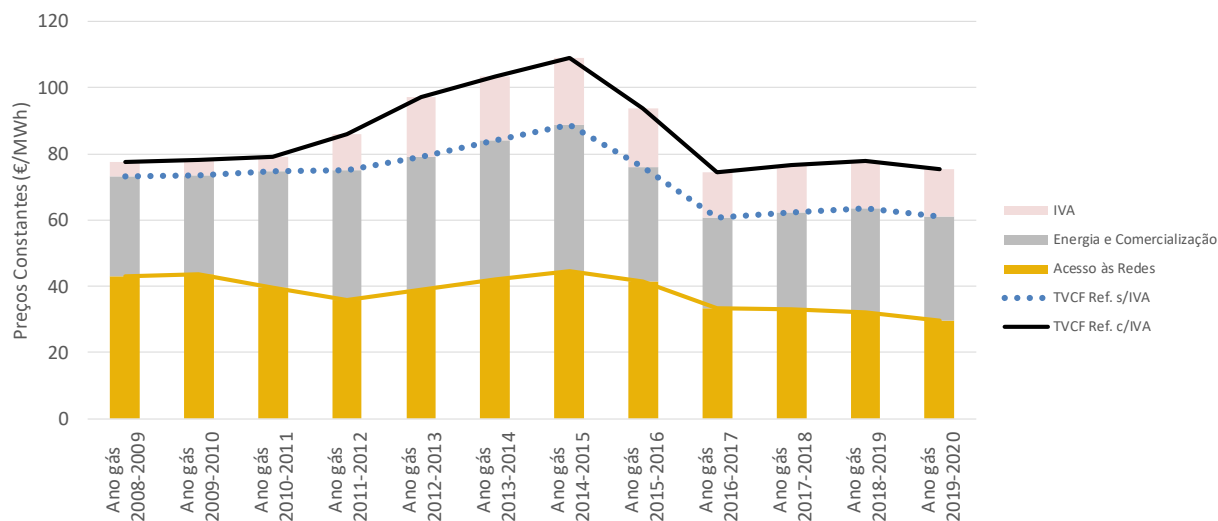


6.3.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP< ENTRE O ANO GÁS 2008-2009 E O ANO GÁS 2019-2020

Na Figura 6-24 apresenta-se a evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP<, desde o ano gás 2008-2009, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento do IVA de 6% para 23% em 2012 e o acréscimo da parcela Energia e Comercialização entre o ano gás 2009-2010 e o ano gás 2014-2015. Em sentido contrário destaca-se a redução, desde o ano gás 2014-2015, do Acesso às Redes²³ sujeito à regulação da ERSE, tendo atingido no ano gás 2019-2020 o valor mais baixo. Destaca-se também o decréscimo da parcela Energia e Comercialização a partir do ano gás 2014-2015.

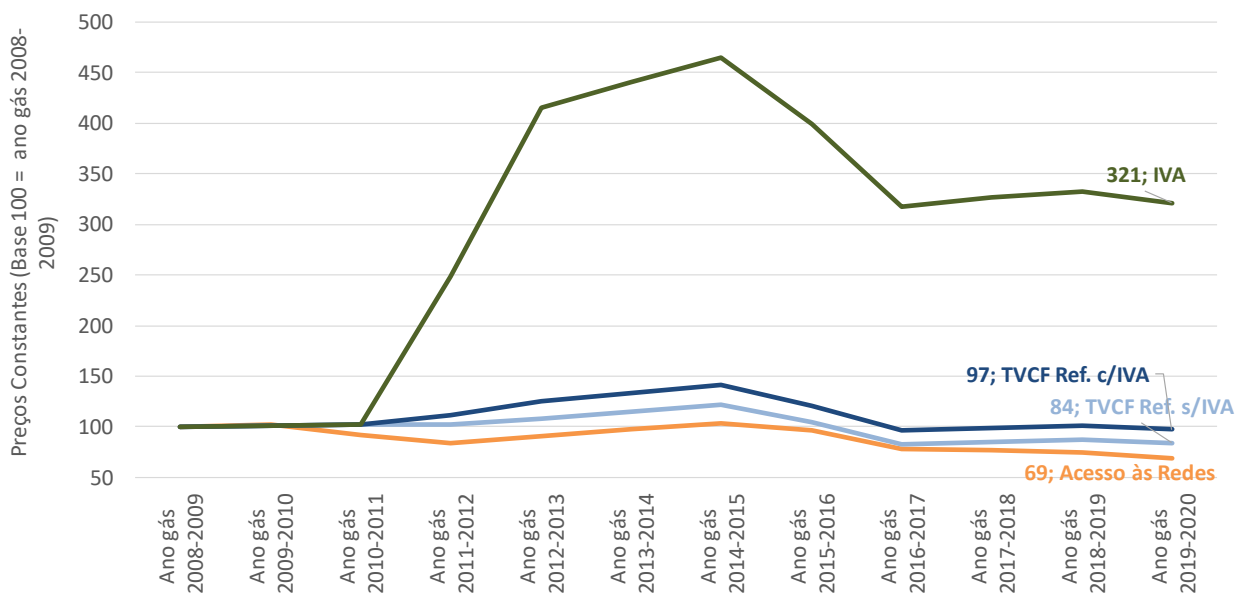
²³ O Acesso às Redes inclui as tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, a partir do ano gás 2018-2019 (OLMC), de Uso da Rede de Transporte (URT) e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD de MP e URD de BP)

Figura 6-24 - Evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2019)



Na Figura 6-25 apresenta-se a evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP<. A componente de acesso às redes, sujeito à regulação da ERSE, observou desde o início da regulação uma redução de 31,2%. Em sentido contrário, o IVA observou um acréscimo de 221%. Verifica-se que as tarifas de referência de Venda a Clientes Finais sem IVA, em BP<, observaram uma redução de 16,3%.

Figura 6-25 - Evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP<
(preços constantes de 2019)



6.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

6.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

Na presente secção é apresentada a evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas.

A Figura 6-26 apresenta a variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ entre o ano gás 2018-2019 e o ano gás 2019-2020. Esta tarifa regista um desagravamento (a verde na figura) do preço médio, maioritariamente por efeito da variação tarifária, embora o consumo ocorra no mesmo sentido. A variação de preço médio é de -2,4% e a variação tarifária é de -2,2%.

Figura 6-26 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2018-2019, consumos 2018-2019	Tarifas 2019-2020, consumos 2019-2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	63,10 €/MWh Receitas: 54 427 k€ Quantidades: 863 GWh	61,59 €/MWh Receitas: 49 066 k€ Quantidades: 797 GWh	-2,4%	-2,2%	-0,2%

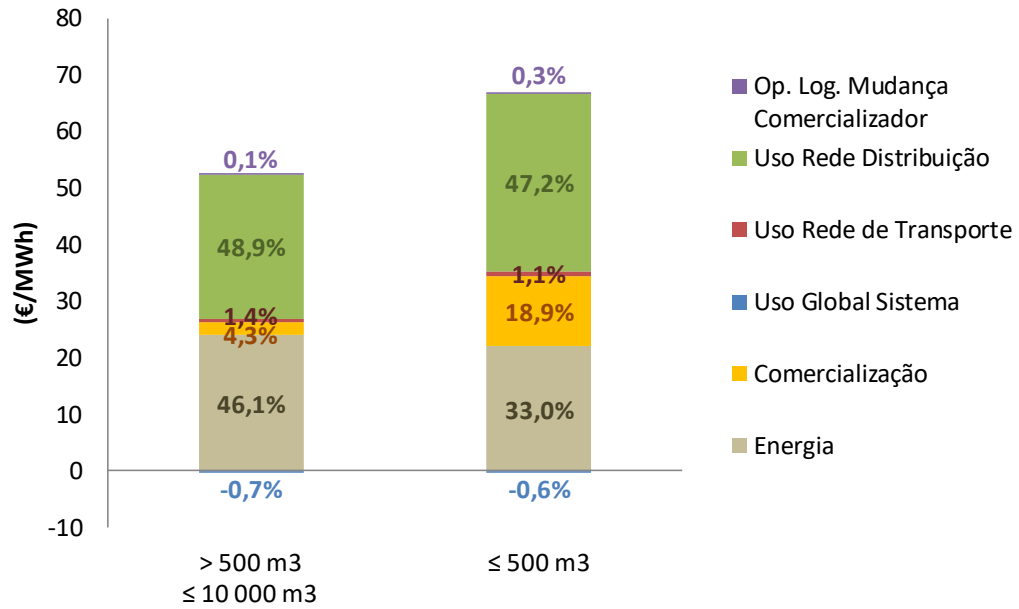
Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

A ERSE define, também, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³, a vigorarem a partir de outubro de 2019, aprovando-se uma variação tarifária anual de -1,0% e de -7,3% em MP e em BP>, respetivamente, face às tarifas do ano gás 2018-2019.

6.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DA TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

Na figura seguinte apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, pelas várias tarifas que a compõem: tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tarifa de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Comercialização e tarifa de Energia.

Figura 6-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de gás natural para 2019-2020 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
<u>Lei n.º 114/2017</u> - Diário da República n.º 249/2017, Série I de 2017-12-29	Orçamento do Estado para 2018.
<u>Diretiva n.º 7/2018</u> - Diário da República n.º 62/2018, Série II de 2018-03-28	Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural.
<u>Regulamento n.º 416/2016</u> - Diário da República, 2.ª série — N.º 83 — 29 de abril de 2016, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural, alterados pelos: <u>Regulamento n.º 224/2018</u> - Diário da República n.º 74/2018, Série II de 2018-04-16, pelo <u>Regulamento n.º 387/2018</u> - Diário da República n.º 119/2018, Série II de 2018-06-22 <u>Regulamento n.º 365/2019</u> - Diário da República n.º 80/2019, Série II de 2019-04-24	Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural.
<u>Diretiva n.º 9/2018</u> - Diário da República n.º 119/2018, Série II de 2018-06-22	Aprova as Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2018-2019.
<u>Diretiva n.º 13/2018</u> - Diário da República n.º 150/2018, Série II de 2018-08-06	Aprova os perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários aprovados pela ERSE para vigorarem no ano gás 2018-2019.
<u>Declaração de Retificação n.º 573/2018</u> - Diário da República n.º 157/2018, Série II de 2018-08-16	Declara a retificação da Diretiva n.º 9/2018, de 22 de junho.

<u>Decreto-Lei n.º 109-A/2018</u> - Diário da República n.º 236/2018, 1º Suplemento, Série I de 2018-12-07	Altera o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.
<u>Diretiva n.º 15/2018</u> - Diário da República n.º 237/2018, Série II de 2018-12-10	Procedimentos de mudança de comercializador no setor elétrico e no setor do gás natural.
<u>Lei n.º 71/2018</u> - Diário da República n.º 251/2018, Série I de 2018-12-31	Orçamento do Estado para 2019.
<u>Diretiva n.º 2/2019</u> - Diário da República n.º 4/2019, Série II de 2019-01-07	Aprova o Aviso do GTG sobre garantias no âmbito da adesão à Gestão Técnica Global do SNGN.
<u>Diretiva n.º 7/2019</u> - Diário da República n.º 40/2019, Série II de 2019-02-26	Formação do preço da banda de regulação secundária.
<u>Diretiva n.º 8/2019</u> - Diário da República n.º 67/2019, Série II de 2019-04-04	Aprovação da metodologia de determinação dos preços de referência da tarifa de uso da rede de transporte de gás natural.
Despacho n.º 4001/2019,- Diário da República n.º 71/2019, Série II de 2019-04-10	Valor do desconto da tarifa social de fornecimento de gás natural a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, no período tarifário 2019-2020.
<u>Portaria n.º 115/2019</u> - Diário da República n.º 74/2019, Série I de 2019-04-15	Fixa a tarifa de referência prevista no n.º 1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante o tipo de energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção.
<u>Regulamento n.º 361/2019</u> - Diário da República n.º 79/2019, Série II de 2019-04-23	Aprovação do Regulamento Tarifário do setor do gás natural.
<u>Regulamento n.º 435/2016</u> Diário da República n.º 89/2016, Série II de 2016-05-09 alterado pelo: <u>Regulamento n.º 362/2019</u> - Diário da República n.º 79/2019, Série II de 2019-04-23	Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações de gás natural.
<u>Decreto-Lei n.º 60/2019</u> - Diário da República n.º 91/2019, Série I de 2019-05-13	Determina a aplicação da taxa reduzida do IVA à componente fixa de determinados fornecimentos de eletricidade e gás natural.

<p><u>Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho</u>, de 17 de abril de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural.</p>	<p>Estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural.</p>
--	--

ANEXO II
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia
AdC	Autoridade da Concorrência
AGC	Acordo de Gestão do Consumo
AP	Alta pressão
bbf	Barril de petróleo
BP	Baixa pressão
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício
CCGN	Ciclo Combinado a gás natural
CE	Comissão Europeia
CEP	Centro Eletroprodutor
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
CVGN	Compra e Venda de gás natural
ENGÁS	Operador da rede de transporte em Espanha
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
FMI	Fundo Monetário Internacional
GL-UAG	Gestor Logístico de Unidades Autónomas de GNL
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito

SIGLAS	DEFINIÇÕES
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MIBGAS	Mercado Ibérico do gás natural
ML	Mercado Livre
MP	Média pressão
MPGTG	Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN
MR	Mercado Regulado
NBP	National Balancing Point
OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (despesas operacionais): Fornecimentos e Serviços Externos + Gastos com Pessoal + Gastos e Perdas Líquidos de Rendimentos e Ganhos que não resultam da aplicação da tarifa
ORD	Operadores de rede de distribuição
ORT	Operador de rede de transporte
OT	Obrigações do Tesouro
PIB	Produto Interno Bruto
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
RAB	<i>Regulatory asset base</i> (Base de Ativos Regulada): Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos – Imobilizado em Curso
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RARII	Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RT	Regulamento Tarifário
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural

SIGLAS	DEFINIÇÕES
TOTEX	Total Expenditures (CAPEX + OPEX)
TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
UTC	Tempo Universal Coordenado
VTP	Virtual Trading Point
ZEE	Mercado Zeebrugge

ANEXO III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2019-2020 das empresas reguladas do setor do gás natural;
- Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023;
- Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2019-2020;
- Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020;
- Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural.

ANEXO IV
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL
PARA O ANO GÁS 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

Parecer sobre

“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento ***“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”***³ cabendo ao CT emitir parecer até 30 de abril de 2019.

Nos termos do ponto 5 do Art.º 5º do Regimento Interno do CT, foram convidados a efetuar um apresentações ao CT, na qualidade de representantes das seguintes atividades reguladas:

- O Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), convite endereçado em 1/abril/2019;
- Responsável pela Gestão Logística dos Contratos de Transportes Rodoviários de GNL, convite endereçado em 5/abril/2019.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do CT emite o seguinte parecer:

I - ENQUADRAMENTO

I.1. – Revisão do Regulamento Tarifário

- a. O CT tomou nota da aprovação da revisão do Regulamento Tarifário (RT), anunciada pela ERSE imediatamente antes da apresentação das propostas agora sujeitas ao seu Parecer, as quais naturalmente refletem o novo enquadramento regulatório.
- b. Em primeiro lugar, o CT não pode deixar de relevar positivamente que a ERSE tenha acolhido algumas das propostas que tem vindo a apresentar, em particular o alargamento da duração do período regulatório, que passa agora de 3 para 4 anos.

¹ Doravante abreviado por CT.

² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

³ Ref: CA/ERSE 1/abril/2019

CONSELHO TARIFÁRIO

- c. Do mesmo modo, a redação final permitiu clarificar os diferentes conceitos de “Período Regulatório” e de “Ano Gás Tarifário”. O primeiro decorre durante 4 anos civis consecutivos, com Parâmetros Regulatórios constantes e aprovados para a totalidade desse período, sobre os quais se calcularão os Proveitos Permitidos, e o segundo decorre de Outubro a Setembro do ano seguinte.
- d. Também aqui, o CT regista que a ERSE seguiu a sua sugestão de uniformização completa do calendário de aplicação das diferentes tarifas (Acesso e Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais - TTVCF) coerente com este novo Ano Gás Tarifário, cuja definição decorre da aprovação do Código de Rede de Tarifas⁴.
- e. Considera ainda o CT que a metodologia avançada pela ERSE de manutenção da aplicação no 3º trimestre de 2019 das tarifas aprovadas para o AG2018-19, bem como dos parâmetros regulatórios vigentes no Período Regulatório 2013-2016 durante o 2º semestre de 2019, permite uma transição equilibrada, simples e transparente entre estes períodos regulatórios, o que merece uma avaliação positiva do CT.
- f. A ERSE optou por não realizar alterações relevantes na definição da metodologia de cálculo dos Proveitos Permitidos, nomeadamente quanto aos ativos dos operadores de infraestruturas que serão remunerados pelo RAB e pelo reconhecimento das amortizações do exercício, bem como quanto ao ressarcimento dos custos operacionais (ORDs e CURRs) para os quais se mantém o princípio de aplicação de fatores de eficiência.
- g. No que respeita à estrutura tarifária, o CT regista que a ERSE introduziu as alterações decorrentes da aprovação do Código Europeu de Tarifas de Transporte, nomeadamente a eliminação dos termos de energia, a passagem do acerto financeiro do Desconto MP/AP para a UGS e a eliminação de algumas opções tarifárias flexíveis, cujo impacto é discutido neste Parecer no capítulo “Tarifas”.
- h. O CT considera que a ERSE poderia ter avançado com outras alterações, como o estabelecimento de tarifas de saída mais adaptadas às utilizações dos clientes, recomendando o CT que a ERSE mantenha uma monitorização da adequação das tarifas de acesso às necessidades do mercado, para introdução de eventuais alterações que se revelem adequadas.
- i. Por fim, o CT recomenda que a ERSE proceda, na sequência da aprovação dos parâmetros e tarifas, à competente e tempestiva revisão da subregulamentação associada, de forma a garantir o estabelecimento de um quadro regulatório completo e coerente.

⁴ Código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

I.2. – Comercialização de Último Recurso Retalhista (CURR)

- a. Tal como já referido em anteriores pareceres deste conselho, considera o CT fundamental que o modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista seja repensado tendo em consideração, por um lado, o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente, e, por outro lado, que no atual enquadramento legal e regulamentar do sector do gás natural em Portugal, esta função terá de continuar a existir.
- b. Neste contexto, volta o CT a recomendar que a ERSE promova a análise do modelo organizativo desta atividade⁵, em conjunto com o Governo e de forma coordenada com os *stakeholders* do setor, com o objetivo de assegurar que o seu desempenho desta atividade seja efetuado em condições eficientes e eficazes, garantindo o cumprimento dos níveis de qualidade de serviço estabelecidos para o sector, e salvaguardando o seu equilíbrio económico-financeiro.

II - ESPECIALIDADE

A – Custo do Gás Natural e Tarifa de Energia

- a. O CT observa, que na fixação da Tarifa de Energia (TE), a ERSE optou pela estabilidade face ao Ano Gás anterior, traduzida num aumento de 2,1%, o qual incorpora, por um lado, um aumento do custo da *commodity* (2,5%) e, por outro, o efeito da redução generalizada das tarifas de acesso, parte relevante da rubrica “Outros Custos” (-7,0%), que inclui também os OPEX dos comercializadores grossistas e a constituição das reservas de segurança:

(€/MWh)	AG 2018-19	AG 2019-20 Proposta
Custo de aquisição de GN implícito	20.9536	21.4859
Outros Custos (Infraestruturas, GGN, Reservas Segurança)	1.0514	0.9781
Tarifa Energia CURG	22.0050	22.4640

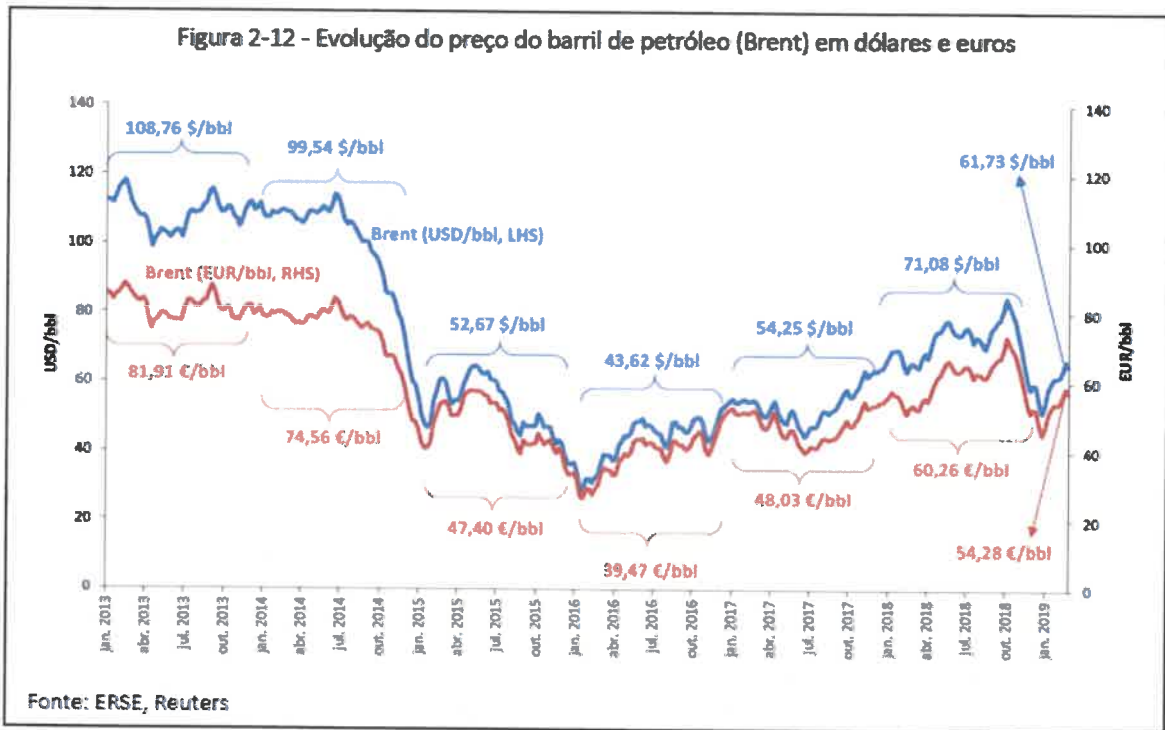
Fonte: ERSE

- b. O CT reconhece existirem efeitos de sentido inverso na decisão de fixação da Tarifa de Energia: por um lado, as vantagens inerentes à estabilidade tarifária, por outro, a necessidade de se atender à variação dos preços do gás natural nos mercados internacionais, de modo a que esta tarifa seja reflexiva dos custos de aprovisionamento, prevenindo-se uma potencial criação de défices tarifários.

⁵ A título de exemplo, o CT relembra a sugestão que já apresentou de se considerar o estabelecimento de um CURR de âmbito nacional, a exemplo do que sucede no SEN, podendo ser consideradas outras alternativas como o modelo seguido em Espanha.

CONSELHO TARIFÁRIO

- c. Contudo, do próprio documento da ERSE, mesmo considerando algum efeito positivo na taxa de câmbio EUR/USD, após um período de redução verificado no 4º trimestre de 2018, recomeçou a observar-se uma apreciação do custo da *commodity*, a ser atendida pela ERSE na fixação da TE:



Documento "Proposta de Proventos e Ajustamentos para o AG2019-2020"

- d. O CT regista ainda que o enquadramento legislativo em vigor mantém o objetivo de extinção das TTVCF até ao final de 2020, sem prejuízo da manutenção de um necessário regime de proteção de clientes vulneráveis.
- e. Deste modo, o CT reafirma o anteriormente expresso quanto à necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria com desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURRs para o regime de mercado.
- f. Resultando do mesmo enquadramento legislativo, a possibilidade de realização de revisões trimestrais da TE, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma monitorização atenta da evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural, atuando se se verificarem alterações relevantes aos pressupostos que ditaram a proposta agora apresentada.

B - Tarifas e Preços para 2019-2020

B.1. Evolução do Mercado Livre (ML)

- a. O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno de gás natural, procedendo à transposição da Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.
- b. Estas alterações legislativas visavam promover a liberalização do mercado de gás natural, concedendo aos clientes a possibilidade escolher o seu comercializador e, bem assim, regulamentando o funcionamento e organização do setor, tal como as condições de acesso ao mercado e as atribuições das entidades reguladoras.
- c. De acordo com o calendário aprovado em Conselho de Ministros, a 22 de junho de 2006, seria permitida a livre escolha de comercializador a todos os consumidores de GN a partir de 1 de janeiro de 2010, através de um processo de liberalização gradual, sendo introduzida a figura da CURR e a TTVCF.
- d. Com efeito, a TTVCF tem um carácter provisório, devendo manter-se em vigor até o mercado assegurar condições competitivas e sociais favoráveis ao fornecimento de GN, o que, no caso de clientes finais de GN com consumos anuais superiores a 10 000 m³, verificou-se em 2010, com a extinção destas tarifas para esses consumidores, nos termos do Decreto-Lei 66/2010, de 11 de junho.
- e. Contudo, a TTVCF para clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ assistiu a sucessivos adiamentos da sua extinção, encontrando-se atualmente fixada a data de 31 de dezembro de 2020 para a extinção desta tarifa, nos termos da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.
- f. Não obstante o referido, a liberalização do mercado de GN tem sido bastante positiva, uma vez que ao longo dos anos os agentes em regime de mercado têm disponibilizado um conjunto de ofertas comerciais, em todos os segmentos de consumo, apresentando um grau de competitividade interessante.
- g. A este respeito, quantificando o peso residual do Mercado Regulado (MR), a ERSE prevê que, para o ano-gás de 2019-2020, a quota do mercado regulado para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ seja em média apenas de 18% em energia e de 17% número de clientes.

B.2. Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro

- a. No dia 11 de janeiro de 2019 foi publicada a Lei n.º 5/2019, referente ao regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor,

que introduz mudanças relevantes na informação a prestar pelos comercializadores ao consumidor final de energia, obrigando a uma maior densificação da informação prestada ao consumidor.

- b. Estando pendente a aprovação pela ERSE da sub-regulamentação decorrente da aprovação da Lei referida, não é possível ao CT estimar o efetivo impacto nas operações dos agentes de mercado.
- c. Neste sentido, o CT alerta para a necessidade de, na definição dos proveitos permitidos das entidades reguladas, a ERSE levar em conta os custos que decorrerão da implementação destas alterações.
- d. De igual modo, tendo em conta a promoção da competitividade no âmbito da liberalização do mercado, os custos associados aos desenvolvimentos informáticos exigidos poderão constituir uma barreira à entrada/manutenção no mercado a pequenos comercializadores, em função da dimensão da sua carteira.
- e. Assim sendo, o CT recomenda à ERSE que, ao proceder à alteração da sub-regulamentação afetada pelas normas consagradas na Lei n.º 5/2019, vise a minimização dos custos associados, por forma a reduzir os possíveis impactos a refletir no consumidor final.
- f. Por último o CT alerta a ERSE que a interpretação literal da alínea f) do número 1 do artigo 8.º da Lei n.º 5/2019, obrigaria à apresentação na fatura dos comercializadores dos elementos desagregados das tarifas de acesso às redes, recomendando-se o nível de detalhe pretendido da desagregação das tarifas de acesso, para cada nível de pressão e escalão de consumo.

B.1.3 MIBGÁS

- a. O mercado organizado iniciou a sua atividade em Espanha em dezembro de 2015, tendo desde então vindo a ganhar liquidez e relevância enquanto referência de preço de mercado. Adicionalmente, o Mibgás constituiu-se desde o primeiro momento como um dos mecanismos de suporte à adoção plena do “Código Europeu de Balanço” naquele país, em outubro de 2016.
- b. Para Portugal, onde o arranque das regras de balanço definidas pelo referido Código Europeu ocorreu na mesma data, tal como previsto neste documento, foram implementadas regras provisórias, pelo facto de à data não existir um mercado organizado em funcionamento.
- c. Volvidos mais de três anos sobre o arranque do Mibgás em Espanha, Portugal continua sem dispor de um mercado organizado operando com base num sistema provisório no que respeita ao balanceamento de rede.
- d. Neste contexto, e tendo em conta os potenciais benefícios para o mercado nacional de gás natural decorrentes da existência de um mercado organizado, em termos de

promoção da competitividade, transparência e liquidez, por um lado, e cumprimento da regulação europeia, considera o CT que a ERSE deve promover junto das entidades relevantes em Portugal e Espanha os esforços necessários para a completa implementação em Portugal do mercado organizado ibérico até ao final do ano de 2019.

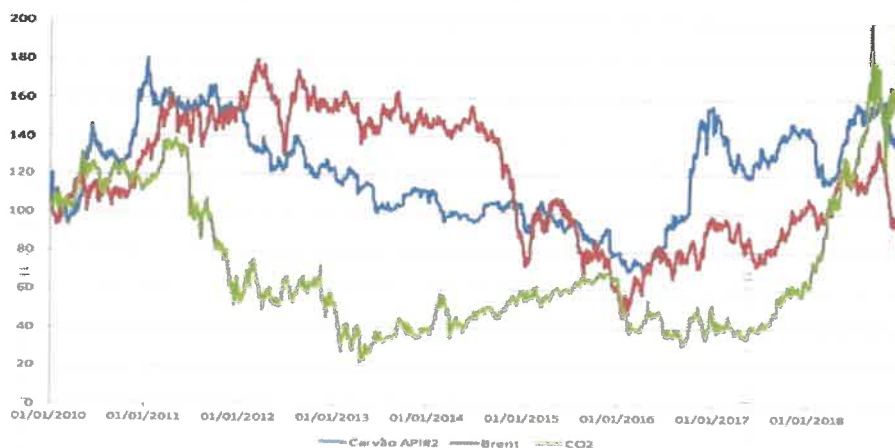
C.2. Nível tarifário

C.2.1. Ajustamentos e impactes

C.2.1.1. Ajustamentos

- a. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2019-2020 são determinados essencialmente a partir da análise dos dados reais da procura de gás natural do ano 2017 *versus* os valores estimados, bem como da melhor estimativa do ano 2018 baseada nos dados reais já disponíveis.
- b. Com a recuperação e estabilização dos restantes segmentos de consumo desde 2014, são as variações de consumo dos centros electroprodutores que determinam maioritariamente as variações do consumo nacional de gás natural.
- c. Desde 2015 verifica-se uma retoma do consumo dos centros electroprodutores, que advém de fatores climatéricos (nomeadamente dos níveis de pluviosidade verificados), de situações estruturais e conjunturais dos sistemas elétricos da Península Ibérica e de França⁶ (com impacto no saldo exportador do sistema elétrico nacional) e da competitividade com outras fontes de energia.
- d. A evolução relativa dos preços dos combustíveis, fator determinante para a seleção pelos produtores da tecnologia de produção, ilustra-se no quadro seguinte:

Figura 2-15 - Evolução do preço relativo do carvão, Brent e CO₂ (base 100 de 2010)



Fonte: ERSE

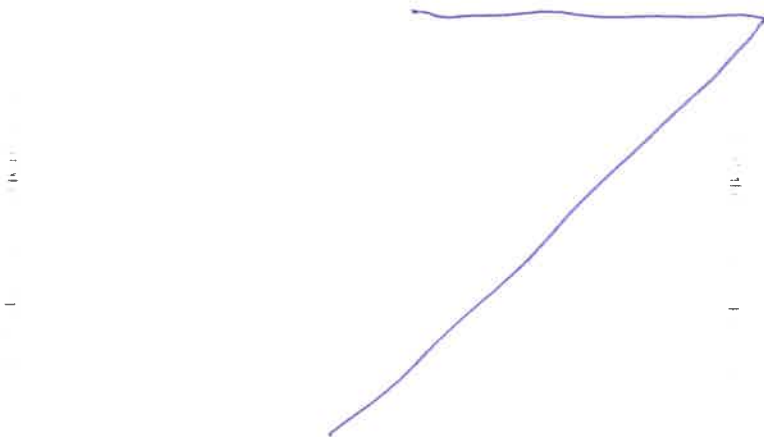
⁶ Reduzida hidraulicidade em 2015 e 2017, a menor disponibilidade de produção de origem nuclear no final de 2016 e início de 2017 e o reforço da capacidade das interligações das redes elétricas da Península Ibérica com o resto da Europa ocorrida em 2015.

C.2.1.2. Análise dos desvios de procura

- a. Os desvios ocorridos em 2017 e 2018 na energia regaseificada pelo terminal resultam de alterações no nível de consumos de gás no SNGN e nas estratégias de aprovisionamento dos agentes, face ao previsto nas tarifas de 2017-2018 e nas tarifas de 2018-2019.
- b. Os desvios que se observam em 2017 e 2018 no Transporte de GN são atribuíveis aos desvios ocorridos nos consumos de gás natural, devido a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural nestes anos.
- c. Face às previsões, em termos de energia total, os dois anos em análise (2017 e 2018), registam variações positivas face aos valores previstos⁷.
- d. A atividade de comercialização de último recurso retalhista em 2017 e 2018 demonstrou fornecimentos totais dos CURR acima do previsto no cálculo tarifário (desvios menos acentuados no que respeita ao número de clientes):
 - Consumidores com mais de 10 000 m³ por ano: desvios acima de 20% em 2017 e acima de 10% em 2018 (quer para energia, quer para número de clientes), confirmando que as previsões para o ritmo de saída para o mercado liberalizado foram otimistas;
 - Consumidores com menos de 10 000 m³ por ano: desvios elevados em 2017 (energia e número de clientes), tendo reduzido em 2018 (no caso da previsão do número de clientes registam-se valores negativos para as empresas LisboaGás, EDP Gás e Setgás, demonstrando que para estas empresas a evolução das quotas do mercado liberalizado foram além das previsões).

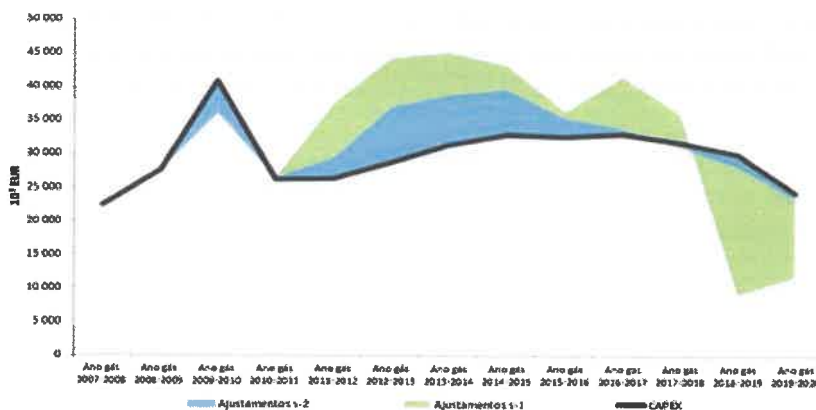
C.2.1.3. Impactes dos ajustamentos

- a. Relativamente ao terminal de GNL de Sines, verifica-se que em 2019-2020 continuam a ocorrer ajustamentos elevados, devido à procura, a devolver pelo Operador do Terminal aos consumidores, impactando na Tarifa de Uso do Terminal de GNL:



⁷ Em 2017 o valor de energia real é ligeiramente superior ao valor previsto. No que se refere ao número médio de pontos de entrega para o total das empresas, quer em 2017 quer em 2018 o desvio é positivo.

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

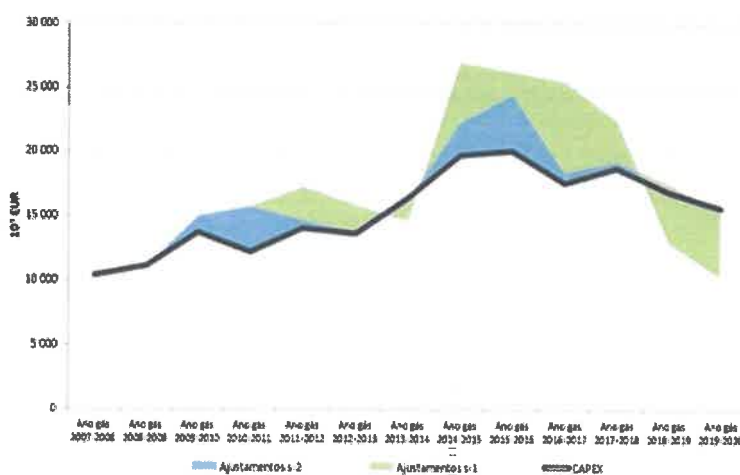


Nota: O CAPEX do ano gás 2019-2020 inclui o acerto final do mecanismo de alisamento do CAPEX do Terminal de GNL, no montante de 3,6 milhões de euros, a devolver aos consumidores.

Fonte: ERSE

- b. No que respeita ao armazenamento subterrâneo, os ajustamentos a recuperar pelo Operador entre os anos gás 2014-2015 a 2016-2017 foram superiores a 30% do valor do CAPEX, agravando as tarifas. Em sentido inverso para as tarifas de 2019-2020 os ajustamentos assumem o maior valor percentual de sempre de 34% do CAPEX do ano:

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



Fonte: ERSE

C.2.1.4. Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nas atividades de transporte e distribuição

- A volatilidade da procura nas atividades da RNTIAT justifica a manutenção deste mecanismo.
- Em contrapartida, na atividade de distribuição de gás natural, esta variabilidade é bastante mais reduzida, o que foi considerado pela ERSE na revisão do RT em 2019, que

eliminou o mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nesta atividade.

C.2.2. Uso Global do Sistema

- a. A ERSE tem vindo a efetuar esforços no sentido de assegurar as condições tarifárias necessárias para evitar que clientes abastecidos em média pressão (MP) ou em baixa pressão superior (BP>) optem pela solicitação de construção de ramais de ligação à rede de alta pressão (AP) ou MP, respetivamente, como forma de acederem à correspondente tarifa.
- b. A disponibilização destas tarifas opcionais para clientes com consumos elevados beneficia o SNGN de forma global, ao evitar ligações diretas a outras redes que não aquelas às quais os clientes se encontram ligados, que implicariam um acréscimo de custos para o sistema ao terem como consequência a redução dos volumes veiculados nas redes de distribuição de pressão inferior, com a correspondente redução de recuperação de proveitos.
- c. O montante correspondente aos descontos aplicados nestas tarifas opcionais, era até agora recuperado através da tarifa de uso da rede transporte. Contudo, e na sequência da implementação em Portugal das disposições estabelecidas no “Código de Rede de Tarifas”, após recomendação da ACER, a ERSE optou por transferir esta recuperação para a tarifa de uso global do sistema I, de aplicação à totalidade dos consumidores de gás natural.
- d. Tendo em conta os benefícios para o SNGN de forma global anteriormente referidos, o CT concorda com a decisão tomada pela ERSE, quer pela necessidade de conformidade regulamentar, quer por manter o princípio de limitação de construção de redes, permitindo uma mais adequada perequação dos proveitos e tarifas.

D. TARIFAS

D.1. Uso da Rede de Transporte

- a. Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460, de 16 de março que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (“Código de Rede de Tarifas”), a ERSE conduziu um processo de consulta pública de forma a propor uma metodologia de preço de referência para a definição de preços baseados na capacidade.
- b. Nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do Código de Rede de Tarifas, a ERSE publicou a Diretiva n.º 3/2019, de 18 de março, com a sua decisão fundamentada, tendo por base os comentários recebidos pelos participantes na consulta pública e as recomendações não vinculativas da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER).
- c. A ERSE aprovou uma metodologia próxima à que foi proposta em Consulta Pública, e que obteve uma avaliação favorável por vários participantes, mas em que os vários

CONSELHO TARIFÁRIO

preços de referência, em particular na saída para o VIP, podem assumir valores não-nulos em função dos dados estatísticos relevantes para o bom funcionamento da rede nacional de transporte. Consequentemente, a ERSE substituiu o conceito de custo unitário de capacidade por dois novos parâmetros de alocação de custos, designadamente o fator de valor económico e o fator de utilização física.

- d. Em termos de estrutura tarifária foram eliminados: o preço de energia, as opções de curtas utilizações e os escalões de consumo com preços de energia distintos.
- e. O CT constata que no geral as decisões finais traduziram-se em impactos semelhantes às propostas submetidas a consulta. A principal exceção diz respeito ao parâmetro *entry-exit split* cujo valor apresentado a consulta foi de 40%/60% e que a ERSE decidiu no sentido dos comentários manifestados pelos vários interessados, fixando um valor de 28%/72%, próximo do atual.
- f. O artigo 4º da Diretiva n.º 3/2019, estabelece uma série de regras relativas ao cálculo do desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível. O CT salienta que esta legislação deixa em aberto aspetos importantes relativos à aplicação do desconto *ex-post*, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar o preço estabelecido, assim como, aspetos associados à sua liquidação. Neste sentido, o CT recomenda que estes aspetos sejam clarificados em sede de subregulamentação.
- g. O CT reconhece as vantagens da aplicação do Código de Rede de Tarifas aos vários Estados Membros tendo em conta o aumento da transparência e uma maior harmonização das regras a aplicar. Assim sendo, o CT expressa, mais uma vez, preocupação com a aplicação desfasada deste código nos países ibéricos, com prováveis consequências disruptivas na construção do MIBGAS, desconhecendo-se à data, o calendário previsto por Espanha para iniciar a consulta pública que lhe está associada.

D.3. Tarifas de acesso à rede (TAR)

D.3.1 Evolução das tarifas de acesso às redes

- a. A proposta das Tarifas de Acesso às Redes (TAR) apresentada pela ERSE para o ano gás 2019-2020 apresenta variações negativas face ao ano gás anterior, como mostra o seu quadro 0-2.

Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Cientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	-25,1%
Cientes em MP e BP (> 10 000 m ³ /ano)	-23,1%
Cientes em BP (< 10 000 m ³ /ano)	-6,8%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

- b. As variações mais significativas são para os clientes em AP, MP e BP>, mantendo-se assim uma trajetória decrescente, que permitirá maior convergência dos preços do gás natural (GN) em Portugal com os preços praticados na Europa, o que não deixa de ser

CONSELHO TARIFÁRIO

relevante para a competitividade das empresas portuguesas e para o poder de compra das famílias.

- c. O CT não pode deixar de reconhecer os méritos da ERSE pelos seus esforços regulatórios e também das empresas do sector pela exploração eficiente das infraestruturas, que tem contribuído para as sucessivas diminuições das TAR, como evidenciado na tabela seguinte que apresenta a evolução dos custos médios:

TAR [€/MWh]	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20
Centros eletroprodutores			1.56	1.82	2.57	3.05	4.28	4.57	3.31	3.27	1.84	1.28
Cientes Alta Pressão	2.00	1.80	2.09	1.99	2.00	2.15	2.35	2.48	2.33	1.66	0.91	0.67
Cientes Média Pressão	4.00	4.10	6.46	5.50	5.68	6.52	6.88	6.56	4.28	3.72	3.07	2.36
Cientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m3	11.30	10.30	16.91	16.69	18.55	20.66	22.07	20.25	15.87	15.21	13.84	10.75
Cientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m3	38.90	39.40	35.65	33.03	37.25	40.48	43.25	40.45	32.68	32.54	32.30	30.03

Fonte: ERSE

- d. O CT regista ainda que as variações anuais das tarifas por atividade, indicadas no quadro 0-3, são também todas negativas face ao ano gás anterior, contribuindo assim para a redução dos custos de utilização do SNGN, com exceção da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) que apresenta um aumento de 44%.
- e. Este aumento da tarifa do OLMC reflete o ajustamento aos proveitos permitidos não recebidos em 2018 relativos ao 1º Semestre de 2018, que não foram considerados na tarifa no ano gás anterior.

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-17%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-18%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-21%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	44%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-19%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-8%

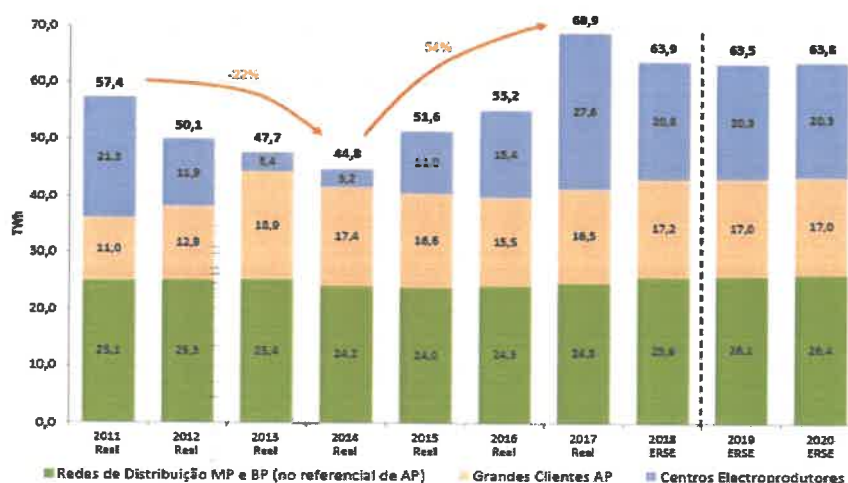
Fonte: ERSE

- f. Para a redução do valor das TAR importa mencionar:

CONSELHO TARIFÁRIO

- i. A diminuição dos custos unitários por força da maior adequação do nível de custos de investimento à procura do GN;
 - ii. O elevado nível da procura de GN que contribui para a diminuição dos custos fixos unitários das infraestruturas, que são recuperados pelas TAR;
 - iii. A melhor conjuntura financeira nacional que tem promovido a diminuição dos custos de investimento a recuperar pelas tarifas.
- g. Refira-se, também, a recente revisão regulamentar que, através da regulação por incentivos, constitui um fator estrutural para a diminuição das tarifas de acesso às infraestruturas de GN, destacando-se as medidas seguintes:
- i. Redefinição das bases de custos das várias atividades reguladas, de modo a que as empresas partilhem com os consumidores os resultados alcançados em termos de diminuição dos custos;
 - ii. Estabelecimento de novas metas de eficiência a aplicar aos custos de exploração;
 - iii. Revisão das taxas de remuneração das atividades reguladas de forma a que reflitam o custo de capital dessas atividades.
- h. O CT reconhece, para efeito dos cálculos dos proveitos permitidos e das tarifas, a previsão conservadora dos consumos anuais globais de gás natural (63,5 a 63,8 TWh), indicados na figura 2-4, onde se verifica um ligeiro acréscimo dos consumos na Rede de Distribuição, a estabilidade do consumo dos Grandes Clientes em AP, e um decréscimo de consumo nos Centros Electroprodutores face a 2017 e 2018.

Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil



Fonte: ERSE

D.3.2 Repercussão nas faturas aos consumidores da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

- a. Os comercializadores têm liberdade na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT (ponto 7.1.3 da proposta de tarifas e preços de gás natural) podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.
- b. A prática usual entre os comercializadores é a transmissão deste custo incorrido nas faturas aos seus clientes, segundo a tarifa publicada pela ERSE, utilizando normalmente a tarifa de produto anual, que tem vindo a ser sempre igual independentemente do ponto de entrada.
- c. No entanto, salienta-se o que está plasmado na proposta de tarifas: *“ao contrário de anos anteriores, os preços de entrada são diferentes entre as interligações internacionais e o terminal de GNL em Sines, refletindo a estrutura de preços que resulta da metodologia de preço de referência.”*
- d. Esta diferenciação, que está patente no Quadro 3-18 da proposta das Tarifas de Acesso às Redes (TAR) apresentada pela ERSE para o ano gás 2019-2020, levanta questões sobre qual o valor que será repercutido nos consumidores.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	Capacidade contratada	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
Interligações Internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto anual	0,00028487	
Produto trimestral	0,00034433	
Produto mensal	0,00039731	
Produto diário	0,00052974	
Produto intradiário		0,00058272
Terminal GNL		
Produto anual	0,00024396	
Produto trimestral	0,00031715	
Produto mensal	0,00036594	
Produto diário	0,00048792	
Produto intradiário		0,00053671
Armazenamento Subterrâneo		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,00000000

- e. O CT reitera a recomendação expressa em pareceres anteriores, no sentido da inclusão, por via regulamentar, deste parâmetro nas tarifas de acesso de cada nível de pressão, garantindo assim a transparência, equidade, uniformidade nas faturas e a comparabilidade das propostas por parte dos consumidores.

D.3.3 Tarifas de acesso às redes opcionais em média pressão e em baixa pressão > 10 000 m³/ano

- a. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m³/ano podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.
- b. A definição de um valor de desconto a aplicar encontra-se regulamentado através de uma fórmula explícita dependente do consumo e da distância à rede AP de cada ponto de consumo em particular.
- c. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva global, como a construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de Acesso às Redes de distribuição.
- d. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de Acesso às Redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.
- e. O CT reconhece que a redução deste desconto, de cerca de 7,5%, mantém a contribuição positiva deste mecanismo no sentido de se atingirem os objetivos propostos.”
- f. Recomenda o CT, no entanto, que esta alteração aos parâmetros da fórmula passe também a constar no documento “Proposta de Tarifas GN 2019-2020” e não apenas do documento “Estrutura Tarifária GN 2019-2020”.

D.3.4 Análise das discontinuidades tarifárias das tarifas de acesso às redes em Média Pressão e em Baixa Pressão

- a. O CT reconhece como positivo o estudo apresentado sobre a “Avaliação dos impactos económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo”.
- b. No entanto, e tal como referido no seu último parecer relativo à “Revisão Regulamentar do Setor do Gás Natural para o novo período de Regulação” (71.ª Consulta Pública), cabe ao CT salientar que resulta como conclusão do próprio estudo a manutenção de consumidores nas zonas de fronteira entre os diversos níveis tarifários.
- c. O CT não pode deixar de concordar que a introdução de escalões de consumo das TAR permitem introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão, contribuindo para uma desejável harmonização tarifária. No entanto, entende o CT que continuam a subsistir consideráveis discrepâncias que importa evitar.
- d. De facto, como se pode observar no quadro 10-2 constante do documento Estrutura Tarifária, a existência de 2 escalões de consumo para os mesmos níveis de pressão traduz-se em faturas anuais e preços médios muito distintos, em especial para consumidores na fronteira dos escalões de consumo:

**ERSE**ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2019-2020

Tarifas 2019-2020	N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)	
BP>	100 000 - 699 999	646	252 954	129	106 765	36,38
	700 000 - 999 999	85	813 236	155	286 124	30,15
MP	1 000 000 - 1 999 999	135	1 428 434	150	446 802	26,81
	2 000 000 - >2000000	175	6 720 797	175	2 021 916	25,79

- e. Decorre da própria análise da ERSE que existem consumidores que, aumentando os seus consumos e tornando-se potencialmente menos eficientes, poderiam beneficiar de um desconto na sua fatura média, como mostra o Quadro 10-4:

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2019-2020

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total anual do desconto (€/ano)	Total anual do desconto final (%)
BP> 700 000	14	1,3%	-9 629	-3,7%	-134 803	-0,2%
BP> 1 000 000	24	2,3%	-24 717	-7,1%	-593 217	-2,4%
MP 2 000 000	2	0,2%	-7 248	-1,2%	-14 496	0,0%

- f. Uma análise simples aos quadros 3-37 e 3-40 da Proposta de Tarifas, onde constam os novos tarifários das TAR, confirma os diferenciais significativos para os consumidores nas fronteiras:
- Um consumidor em BP> no escalão de consumo inferior a 700 000 m³/ano suporta um termo de energia fora de vazio de 6,928€/MWh, um valor 78% acima do faturado a um consumidor enquadrado no escalão de consumo entre os 700 000 m³/ano e 1 000 000 m³/ano, que suporta um termo de energia de 3,887€/MWh.
 - Os consumidores em MP com consumos médios inferiores a 2 000 000 m³/ano suportam uma TAR associada ao consumo de energia fora de vazio de 1,464€/MWh, um valor médio 40% acima dos consumidores com consumo superior a 2 000 000 m³/ano de 1,057€/MWh.
- g. Como já referido neste parecer, o CT reconhece que a implementação da Tarifa de acesso às redes opcionais em média pressão e em baixa pressão > 10 000 m³/ano veio aproximar as TAR suportadas por consumidores em MP que consomem um volume superior a 10 milhões de m³/ano e os consumidores ligados em Alta Pressão.
- h. No entanto, a Tarifa de Acesso às Redes suportada por um consumidor em MP com consumos superiores a 10 milhões de m³/ano e que não esteja próximo da rede de AP, é 2,5 vezes superior à aplicável a um consumidor em MP com consumo superior a 50 milhões de m³/ano (que pode usufruir de tarifa AP).

CONSELHO TARIFÁRIO

- i. O CT insta de novo a ERSE a prosseguir na aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.

D.4. Opções tarifárias

- a. Na presente proposta, a ERSE introduziu algumas alterações à estrutura tarifária aplicável ao uso da rede de transporte, na sequência da consulta pública efetuada no âmbito da implementação do “Código de Rede de Tarifas”, e da análise realizada pela ACER sobre a proposta inicial da ERSE para adoção deste regulamento, tendo designadamente eliminado a tarifa de curtas utilizações, e a componente variável baseada em “energia veiculada” das tarifas de acesso.
- b. Embora o CT compreenda as razões para a eliminação desta opção tarifária, nomeadamente as que derivam da interpretação da ACER quanto às limitações impostas pela adoção deste código, não pode deixar de salientar que esta decisão constitui uma redução das opções ao dispor dos consumidores.
- c. Já em pareceres anteriores o CT tinha frisado a importância da existência de opções tarifárias de acesso às infra-estruturas que fossem ao encontro do perfil de consumo das diversas tipologias de consumidores, como forma de potenciar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural.
- d. Neste contexto, considera o CT que este poderia ser o momento adequado para a ERSE introduzir o conceito das opções tarifárias cumulativas (“empilhamento de tarifas”) nas saídas da rede de transporte que, ao conferir uma maior flexibilidade à contratação de capacidade, permitem uma melhor adaptação aos vários perfis de consumo existentes, induzindo maiores consumos e fatores de utilização do SNGN.
- e. Paralelamente ao referido, o CT tem vindo a refletir sobre a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistemas de telecontagem. Nestes termos, e em face da atual dinâmica e diversidade de ofertas comerciais, considera o CT que seria positivo a ERSE avaliar a introdução de empilhamento de contratos de diferentes comercializadores num mesmo ponto de entrega, tendo a convicção de que esta medida seria potenciadora das dinâmicas de mercado, notando-se que esta opção já existe noutros países.
- f. Adicionalmente, o CT considera que, desde que esteja contratualizada com o consumidor a repartição dos fornecimentos entre os comercializadores desse mesmo ponto de entrega, esta medida poderia disponibilizar mais opções aos consumidores.
- g. O CT tem presente que o passo que se preconiza no ponto anterior exige reflexão e a sempre competente avaliação da ERSE para que todos os aspetos necessários à sua correta implementação resultem ajustados. Neste sentido, o CT sugere a

implementação de um projeto-piloto que permita com rapidez convergir nas metodologias mais adequadas para assegurar a sua correta implementação.

D.5. Tarifa social

- a. A tarifa social de fornecimento de gás natural constitui uma medida de política de justiça social, que garante o acesso a este bem essencial pelos consumidores economicamente vulneráveis, independentemente do seu prestador, em condições de menor esforço financeiro e maior estabilidade tarifária.
- b. A tarifa social de gás natural, criada pelo Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, consiste num desconto, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, na tarifa de acesso às redes de gás natural em baixa pressão, que compõe o preço final faturado ao cliente de gás natural.
- c. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o Decreto-Lei n.º 138-A/2010 e o Decreto-Lei n.º 101/2011 redesenhando, no seu art.º 121º, os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia com vista à definição de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até àquela data.
- d. O acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passou, assim, a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).
- e. O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou, através do Despacho N.º 4001/2019, de 10 de Abril, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de Julho de 2019, correspondendo a um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.
- f. Podem beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:
 - i. Tenham um contrato de fornecimento de gás natural em seu nome, destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, com consumo anual inferior ou igual a 500 m³, e,
 - ii. Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
 - Complemento solidário para idosos;
 - Rendimento social de inserção;
 - Subsídio social de desemprego;
 - Abono de família (primeiro escalão);

CONSELHO TARIFÁRIO

- Pensão social de invalidez.
- g. O CT entende ser pertinente refletir sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, em duas vertentes:
- i. Através da inclusão de mais escalões de Abono de Família e da Pensão Social de Velhice via SS;
 - ii. Através do alargamento do acesso à tarifa social no gás natural via AT, nos mesmos moldes que existe para a energia elétrica.
- h. Conforme apresentado no Quadro 3-46, cerca de 35 700 clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2018, representando um acréscimo de 4% em relação ao trimestre homólogo, e de 2% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2019-2020 prevê-se que cerca de 36 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

Quadro 3-46 Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural

	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	Variação T42018/T42017	Variação T42018/T32018
Mercado Regulado	2 026	2 951	4 517	3 774	4 307	4 159	4 015	3 425	3 360	3 292	3 234	3 019	-12%	-7%
Mercado Livre	12 077	13 055	23 238	30 139	30 258	30 724	30 937	30 940	31 625	31 640	31 847	32 679	6%	3%
Total	14 103	16 006	27 755	33 913	34 565	34 883	34 952	34 365	34 985	34 932	35 081	35 698	4%	2%

FONTE: ERSE

- i. O número de famílias que beneficiam da tarifa social cresceu acentuadamente durante os terceiro e quarto trimestres de 2016 devido ao mecanismo de reconhecimento automático da qualidade de beneficiário, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016.
- j. Este acréscimo do número de beneficiários da tarifa social ocorre num contexto em que o desemprego regista valores historicamente baixos e decrescente nos últimos anos. Por esta razão o CT recomenda que seja fornecida informação mais detalhada designadamente por tipo de beneficiário.
- k. De igual modo o CT considera que seria útil a explicação da evolução do número de beneficiários e do inerente custo desde 2017.
- l. Atenta a importância e impacto da tarifa social no combate à pobreza energética, o CT considera pertinente que a ERSE desenvolva diligências tendentes a promover o acompanhamento desta medida social.

D.6. Taxas de ocupação do subsolo (TOS)

- a. O regime geral das taxas das autarquias locais está consagrado na Lei nº 53-E/2006, de 29 de dezembro, estabelecendo-se neste diploma que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas municipais.

CONSELHO TARIFÁRIO

- b. Nos contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, aprovados pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, estabeleceu-se o direito de estas poderem repercutir nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo cobrado pelas autarquias locais.
- c. Por sua vez, a Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, estabeleceu no n.º 3 do seu Art.º 85.º que a TOS “é paga pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo ser refletida na fatura dos consumidores”, sendo que a regra estabelecida não foi efetivada.
- d. No que respeita à Lei do Orçamento de Estado para 2019 (Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro), consagrou-se o seguinte:

“Artigo 246.º

Quadro legal enquadrador das taxas de ocupação do subsolo

1 - O Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.

2 - A alteração legislativa prevista no número anterior deve assentar a incidência na efetiva ocupação do subsolo e assegurar a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação”.

- e. Em virtude das alterações introduzidas pelas normas consagradas nos Orçamentos do Estado para 2017 e 2019, o CT entende que é crucial finalizar o processo de definição do quadro regulamentar da TOS, uma vez que as referidas alterações geram expectativas junto dos consumidores e insegurança junto dos agentes económicos do setor.
- f. Considera ainda o CT que, qualquer solução que venha a ser encontrada, no âmbito da aplicação referida no ponto anterior, deve assegurar o respeito pelo equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.
- g. Igualmente o CT reitera a recomendação constante de pareceres anteriores, no que se refere à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica no IMI e nas Taxas Municipais de Direito de Passagem nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação.
- h. Em virtude do peso que as TOS assumem na fatura final dos consumidores, o CT recorrentemente tem emitido recomendações que apontam para a necessidade de alteração do enquadramento regulamentar destas taxas. Nomeadamente:
 - A heterogeneidade de taxas entre municípios tem sido causa de acentuadas diferenças no preço final faturado aos consumidores de GN. A reforçar esta ideia

constata-se a existência de municípios onde as TOS têm um peso nas faturas dos consumidores domésticos de mais de 60% quando comparados com as TAR enquanto noutros municípios onde tal taxa não se aplica;

- Para os consumidores industriais esta taxa afeta de forma significativa a sua competitividade:
 - Interna - para o mesmo setor de atividade uma empresa vê o seu custo de contexto agravado face a um seu competidor, em função das respetivas localizações no território nacional;
 - Externa - afetada por uma taxa que, sendo efetiva e penalizadora para a sua atividade, em comparação com as suas congéneres internacionais, não se reflete corretamente nos estudos comparativos internacionais relativos ao custo do GN;
 - Acresce a circunstância de que as TOS, não sendo recuperáveis (como o caso do IVA para consumidores não domésticos), são internalizadas pelos consumidores qualquer que seja o escalão de consumo, incidindo ainda sobre elas o IVA à taxa em vigor à data da faturação;
 - Sendo resultado da aplicação de taxas municipais, de referir ainda que a TOS é sujeita a alterações sistemáticas que impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica.
- i. Considerando que a informação sobre as TOS é de difícil consulta por se encontrar nas páginas da Internet dos operadores das redes de distribuição (ORD), é entendimento do CT que a ERSE deve promover a disponibilização no seu portal de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores.

D.7. Investimentos

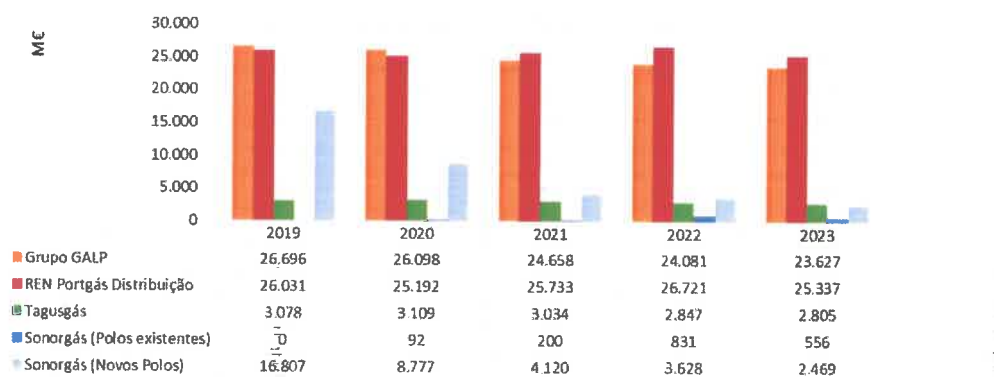
- a. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua viabilidade económico-financeira, de modo a evitar possíveis impactos negativos nas tarifas do gás natural.
- b. O CT reconhece a importância do documento de Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural, que analisa os investimentos apresentados pelas empresas reguladas:

CONSELHO TARIFÁRIO

	2017E (Estimado)	2018P (Previsto c/ Orçamento)	2019P Previsto	TOTAL
RNTGN	5,55	6,58	7,46	19,59
Terminal de GNL de Sines	4,28	4,60	4,25	13,13
Armazenamento Subterrâneo	1,23	4,34	7,34	12,91
RNDGN	47,37	63,65	51,07	162,09

Fonte: Quadro 1.1 - Relatório Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural - Junho 2018 (Grupo REN, Grupo Galp, REN Portgás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás).

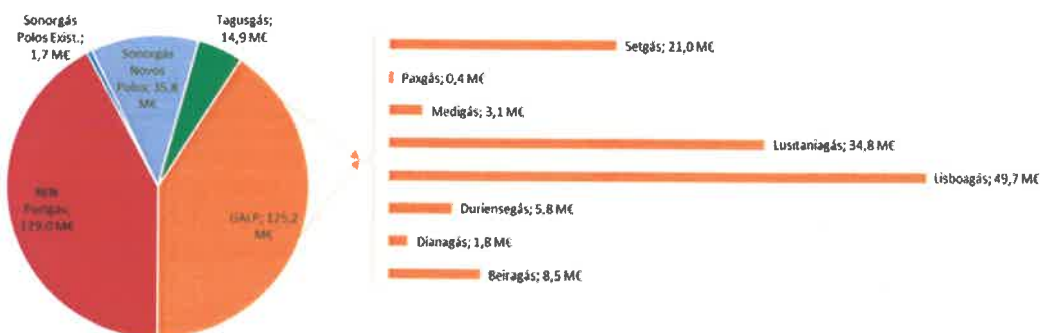
- c. O CT regista a ponderação nos investimentos da RNTIAT.
- d. Relativamente à RNDGN, estiveram recentemente em consulta pública os Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede, tendo o CT reconhecido a melhoria significativa da informação disponibilizada, em particular, face à versão anterior das propostas, sendo de assinalar o esforço no exercício do desenvolvimento de uma visão consensualizada sobre o papel do setor do gás natural no futuro, que permita orientar o desenvolvimento das redes de gás natural.
- e. De acordo com as propostas de PDIRD, o investimento discriminado por operador é o seguinte⁸:



Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

⁸ O CT entende que a referência ao Grupo Galp deve ser entendida como Grupo GGND.

CONSELHO TARIFÁRIO



Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

- f. O CT constata que as propostas apresentadas repartem o investimento de uma forma quase equitativa por cada um dos 5 anos considerados, com a exceção da Sonorgás, no que se refere aos novos polos de consumo. Para estes novos polos, o valor do investimento anual apresenta um montante mais elevado em 2019, reduzindo-se progressivamente nos anos seguintes.
- g. O CT reitera a necessidade de monitorização e responsabilização dos operadores sobre os volumes associados a estes investimentos, de forma a que a desejável expansão da rede de abastecimento tenha em conta a sustentabilidade do SNGN, contribuindo, se possível, para a redução do custo unitário da sua utilização.

D.8. Preços regulados

- a. De acordo com a regulamentação vigente, nomeadamente o RRC, a ERSE deve aprovar os Preços dos Serviços Regulados a prestar pelos ORD e CURs. Estes preços são aplicáveis aos seguintes serviços:
- Serviços de Interrupção e de Restabelecimento do Fornecimento;
 - Quantia mínima a pagar em caso de mora;
 - Leitura Extraordinária
- b. Na Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020, nem os ORD, nem os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas apresentaram à ERSE propostas para os preços dos serviços regulados.
- c. Considerando a opção dos ORD e CURs por não apresentação de propostas, o CT considera apropriada a opção da ERSE pela manutenção dos preços do Ano Gás Anterior.
- d. A proposta apresentada pela ERSE para os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações com consumo superior a 10.000m³/ano denota uma redução em relação ao Ano Gás anterior, situação que, pelo seu impacte positivo, merece o acordo do CT.

D.9. Transporte rodoviário de GNL para as UAGs

- a. A introdução de gás natural em zonas do território nacional em que o transporte até às redes de distribuição local se demonstrou inviável realizar pela expansão da rede de transporte, face aos custos desproporcionados que representaria, tem vindo a ser garantida pelo desenvolvimento de UAGs (Unidades Autónomas de Gás) que são abastecidas com GNL por transporte rodoviário, a partir das quais o gás natural, após regaseificação é injetado nas redes de distribuição locais.
- b. Este modelo tem seguido uma lógica de desenvolvimento económico e social, permitindo que zonas mais remotas tenham acesso a esta forma de energia, em condições competitivas, beneficiando nomeadamente do efeito de escala do conjunto do SNGN.
- c. Para o anterior objetivo, foi relevante a opção de perequar os custos de transporte rodoviário do GNL na tarifa nacional de transporte, para garantir a uniformidade tarifária nacional, considerando a dispersão geográfica das UAGs, traduzida em distâncias diferentes dos Terminais de GNL utilizados para a carga das cisternas, assumindo aqui especial relevância o de Sines.
- d. Foi assim estabelecida a função regulada de Gestor Logístico das UAGs (GL-UAG), que tem vindo a ser assegurada pelo CURG enquanto entidade independente que, pela sua responsabilidade de fornecimento ao mercado com tarifa transitória (inicialmente o mais relevante nos consumidores ligados a UAGs), se afigurou como a entidade mais adequada para o efeito.
- e. O GL-UAG deve assim garantir, em coordenação com os ORDs proprietários das UAGs integradas no SNGN, a programação das cargas de GNL e a contratação do transporte rodoviário de GNL, para permitir o fornecimento contínuo nas redes de distribuição, mitigando os riscos inerentes ao fornecimento discreto a estas instalações.
- f. Neste enquadramento, torna-se assim especialmente necessário um controlo dos custos associados ao transporte rodoviário de GNL, assegurando a sua eficiência.
- g. A metodologia que tem sido aplicada pela ERSE prevê assim a aceitação de um custo máximo de transporte rodoviário que incorpora um sobrecusto face à tarifa de transporte rodoviário, devendo o diferencial ser suportado pelo comercializador.
- h. O custo máximo aceite assume naturalmente valores diferenciados por UAG, considerando a distância quilométrica ao Terminal de GNL, de forma a limitar a diferenciação tarifária geográfica.
- i. Em termos de metodologia, o GL-UAG apresenta ao ORT a totalidade dos custos envolvidos no transporte rodoviário para recuperação dos mesmos (trata-se de atividade exercida em pass-through), devendo o ORT refaturar aos agentes de mercado o referido diferencial face ao preço máximo.

CONSELHO TARIFÁRIO

- j. Na proposta de tarifário apresentada ao CT, a ERSE discute detalhadamente as evoluções recentes verificadas nos custos de transporte rodoviário, nomeadamente as que resultaram das alterações ao Contrato Coletivo de Trabalho dos Motoristas de Matérias Perigosas, bem como dos custos diretos envolvidos, como o preço do combustível e das portagens.
- k. Na avaliação da informação disponível, a ERSE nota em particular que as entidades diretamente envolvidas nesta atividade (ORT e GL-UAG) apresentaram propostas de revisão da fórmula de preço em aplicação, considerando a evolução dos parâmetros mais relevantes⁹:

$C(a) = F \times E \times \text{Distância} + \text{TF}$, em que:

Ca (em €) – Custo máximo que pode ser aceite pelo ORT, definido por UAG

F [€/ (MWh*km)] – Fator Multiplicativo, definido anualmente pela ERSE

E [MWh] – Energia transportada por carga

Distância [km] – Distância reconhecida por UAG

TF [€] – Termo Fixo, definido anualmente pela ERSE

Propostas de revisão dos Parâmetros da Fórmula e Impacto no Preço Máximo aceite

Parâmetros	Em vigor AG2018-19	Proposta GL-UAG	Proposta ORT
F [€/ (MWh*km)]	0,0078	0,0078	0,0086
TF [€]	102	378	110

- l. No entanto, os elementos apresentados pela ERSE não permitem uma análise completa da situação, desde logo por ser referido um total de 4672 cisternas transportadas em 2018, resultando das informações prestadas pelo GL-UAG ao CT, apenas 2723 (58%) foram realizadas sob a égide dos contratos celebrados por esta entidade.
- m. Tem sido posição recorrente do CT a necessidade de que as atividades associadas às UAGs sejam adequadamente enquadradas e monitorizadas, de modo a prevenir a criação de custos ociosos e excessivos para o conjunto do SNGN.

⁹ A título de exemplo, para uma carga típica de 300 MWh destinada a UAG localizada a 300 km do Terminal de Sines, os parâmetros anteriores conduziriam a preços máximos de: AG2018-19 – 1.506 €; Proposta GL-UAG – 1.782 € (aumento de 18.3%); Proposta ORT – 1.658 € (aumento 10.1%)

CONSELHO TARIFÁRIO

- n. No entanto, o CT tem presente os objetivos de coesão territorial que nortearam a criação da rede de UAGs, sendo a uniformidade tarifária um dos pilares operacionais desse objetivo.
- o. Assim, o CT considera que a proposta da ERSE poderá pecar por não garantir, pelo menos para as UAGs do SNGN (i.e. da propriedade dos ORDs), os custos do transporte rodoviário contratado pelo GL-UAG sejam cobertos pela tarifa de transporte.
- p. Doutro modo, poder-se-ia criar uma diferenciação entre os tarifários disponibilizados aos consumidores ligados em redes de UAGs, face aos disponíveis para os consumidores diretamente fornecidos por redes interligadas com a rede de transporte, o que se afigura menos desejável.
- q. Deste modo, o CT recomenda que a fórmula de preço a aprovar pela ERSE permita essa cobertura dos custos do transporte rodoviário para as UAGs do SNGN.
- r. Sem prejuízo do anterior, o CT concorda com a necessidade de realização de um estudo mais amplo como sugerido pela ERSE, envolvendo todos os *stakeholders* relevantes, que permita analisar as questões mais relevantes para a construção do preço do transporte rodoviário de GNL, como, sem limitação, os processos de contratação dos transportes (considerando também aqui os recentes desenvolvimentos ao nível laboral), a problemática das cargas parciais, refaturação aos comercializadores do sobrecusto face à tarifa de transporte, e impacto deste sobrecusto no preço final do gás.



D.10. Proveitos Permitidos

D.10.1. Proveitos unitários médios

- a. O proveito unitário médio das redes e infraestruturas obtido ao dividir os proveitos regulados sem ajustamentos pelas quantidades veiculadas, traduz um indicador que o CT tem vindo a acompanhar nos últimos anos.
- b. Pretende-se assim comparar o proveito unitário médio do custo das infraestruturas e redes de GN para o preço final da energia consumida, tendo por base os ativos associados e a sua remuneração, bem como os custos operacionais regulados, sem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores.
- c. Os custos comparados das infraestruturas entre Portugal e Espanha têm por base, respetivamente, os valores da proposta de tarifas em discussão e os valores de proveitos e consumos publicados em Espanha pela CNMC no âmbito da publicação de tarifas ¹⁰.
- d. Tendo em conta a relação do proveito unitário em PT/ES, constata-se que embora em ambos os países tenha havido uma redução dos proveitos unitários relativamente ao ano anterior, a redução em Portugal foi mais expressiva.

¹⁰ Para análise do custo unitário das infraestruturas mantiveram-se as quantidades previstas para 2018.

Proveitos unitários das infraestruturas em Portugal e Espanha (€/MWh)

	TERMINAL (energia regasificada (t-1))		TRANSPORTE (energia à saída da rede (t-1))		DISTRIBUIÇÃO (energia à saída da rede (t-1))	
	2018-19	2019-20	2018-19	2019-20	2018-19	2019-20
PORTUGAL						
	1,55	1,39	1,34	1,25	8,55	8,66
ESPAÑA						
	2,38	2,16	2,33	2,28	8,83	8,98
Pt/Es	65%	64%	58%	55%	97%	96%

Fonte: ERSE, CNMC

- e. O CT reconhece que, sem o efeito de ajustamentos ou da aplicação das tarifas que conduz a uma distribuição específica dos custos de uso das redes pelos utilizadores diferente do seu proveito médio, as infraestruturas e redes de gás em Portugal em termos médios apresentam um nível de utilização e de proveitos das infraestruturas que ao compararem positivamente com os custos de um mercado maduro, contribuem para custos totais de energia competitivos para os consumidores nacionais.

D.10.2. Proveitos e procura

- a. Os proveitos permitidos das empresas reguladas, não considerando os ajustamentos anuais, têm apresentado um custo unitário do serviço prestado decrescente em todas elas, muito em linha com o esforço exigido ao setor pela ERSE, ao fazer refletir na taxa de remuneração dos ativos o comportamento favorável dos mercados e da dívida pública nacional e a redução dos custos operacionais das empresas, a par do aumento da procura em todos os segmentos não elétricos.
- b. O CT não pode assim deixar de registar positivamente a trajetória de preços resultante deste esforço com consequências positivas para todos os utilizadores e demonstrado no ponto anterior.
- c. Os níveis de procura das infraestruturas e redes de GN têm seguido uma trajetória irregular com variações significativas induzidas pelo consumo dos produtores de energia elétrica em regime ordinário. A volatilidade da procura reflete-se assim e fundamentalmente nas infraestruturas de alta-pressão onde estes estão ligados, sendo que as medidas de estabilização tarifária implementadas pela ERSE, têm permitido mitigar os efeitos desta volatilidade.
- d. No mercado convencional (industrial, comercial e residencial), ou seja, sem os produtores de eletricidade em regime ordinário (PRO), os consumos têm vindo a aumentar de forma sustentada desde 2015. O máximo de sempre foi atingido em 2013 com 44,5 TWh nestes segmentos e em 2018 aproximou-se do máximo com 43,8TWh¹¹.

¹¹ Deve ainda atender-se que estes volumes não são diretamente comparáveis, pela cessação de atividade no período de cliente com 1 TWh de consumo anual

CONSELHO TARIFÁRIO

Considerando apenas a parte da Distribuição sem UAG atingiu mesmo o máximo de sempre 25,1TWh em 2018 quando o último máximo era de 2013 onde tinha atingido 24,6 TWh.

- e. Também as UAG de Portugal Continental apresentam um aumento de consumo consistente, registando um total de 1,46 TWh em 2018 substancialmente superior ao último máximo de 0,97 TWh, ocorrido em 2013.
- f. Em conclusão, o CT constata a evolução positiva de todos os indicadores de custo tendo em conta as decisões regulatórias e o comportamento da procura reiterando a necessidade de assegurar que conduzem a resultados sustentáveis para o setor.

D.10.3. Nível de proveitos

- a. Tendo em conta o exposto, o CT não pode deixar de referenciar que, para além das decisões da ERSE e do comportamento da procura já sinalizados, o setor do GN (entendido as empresas e os consumidores), está sujeito a um conjunto de medidas legislativas com potencial impacte na sua sustentabilidade: às empresas pela limitação da sua capacidade financeira; aos consumidores pela política fiscal em geral que penaliza o consumo de energia com um IVA elevado; e aos produtores de eletricidade com recurso ao GN pela aplicação de ISP, e outras medidas que afetam a escala do setor.
- b. O CT considera que ainda não foi avaliado o efeito conjugado do esforço de otimização de custos já realizado e em curso, por decisões regulatórias naturalmente objeto de decisão da ERSE, com a redução de resultados induzida por medidas legislativas, como por exemplo a contribuição especial para o setor energético (CESE).
- c. Neste ultimo caso, a referida contribuição, sendo aplicada sobre ativos e não sobre resultados, afeta os níveis de rendibilidade das empresas por ser aplicada depois de impostos, o que conduz a uma redução de 0,85% na renumeração depois de impostos, o que corresponde a uma redução da remuneração efetiva das empresas.
- d. Neste enquadramento o CT recomenda que a ERSE considere também estes efeitos exógenos na avaliação do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

D.11. Injeção de biometano na rede de gás natural_TG

- a. O “Quadro de Ação Nacional para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos”, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho, estabelece que:
 - i. A substituição do consumo de gás natural por biometano não só acarreta mais-valias a nível ambiental, como também em termos de segurança de abastecimento, podendo mesmo contribuir para a redução da dependência energética externa;
 - ii. Face ao desenvolvimento que se tem vindo a verificar ao longo dos últimos anos na rede de transporte e distribuição de gás natural e ao consumo crescente deste combustível, a injeção do biometano na rede GN torna-se uma alternativa



interessante à utilização direta do biometano/biogás para produção de energia elétrica;

- iii. O compromisso de Portugal com a meta a incorporação de 10% de fontes de energia renováveis no setor dos transportes só será possível atingir com recurso aos biocombustíveis;
 - iv. A utilização do biometano no setor dos transportes poderia contribuir para o cumprimento deste compromisso, em especial quando produzido a partir de matéria residual;
 - v. O desenvolvimento de um mercado de biometano em Portugal não requer obrigatoriamente a implementação de uma infraestrutura específica para o abastecimento deste combustível alternativo, sendo possível utilizar as infraestruturas existentes (e a construir) para a distribuição e abastecimento de gás natural.
- b. A Diretiva Europeia das Energias Renováveis (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro, incentiva a promoção e utilização de biometano, nomeadamente por via da injeção da rede de transporte e distribuição de gás natural, referindo por exemplo, no seu artigo 20, e para a questão da ligação à rede, o seguinte:
- i. Os Estados-Membros devem também exigir que os operadores das redes de transporte e distribuição publiquem as tarifas de ligação para interligar fontes renováveis de gás com base em critérios transparentes e não discriminatórios;
 - ii. Os Estados-Membros deverão exigir aos operadores das redes de transporte e operadores de redes de distribuição que publiquem regras técnicas, em particular no que diz respeito às regras de conexão de rede que incluem requisitos de qualidade, odor e pressão do gás;
 - iii. Os custos de ligação de novos produtores de gás de fontes renováveis às redes de gás devem basear-se em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios e ter devidamente em conta o benefício que os produtores locais de gás de fontes renováveis incorporam nas redes de gás.
- c. O CT considera que, face aos desígnios nacionais, e europeus, em matéria de energias renováveis, numa fase em que estão a ser definidas tarifas, e parâmetros, que serão também aplicáveis a esta alternativa, nomeadamente no que concerne à aplicação das tarifas de acesso às redes (e aos pagamentos que incidam sobre os trânsitos de biometano na rede de distribuição de GN), desde que em observância com o disposto no Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece o código de rede que define as regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás natural, pelo que o CT recomenda que a ERSE desenvolva os necessários ajustes ao modelo de organização e aos princípios de funcionamento do

SNGN, de modo a permitir contemplar devidamente o gás de fontes renováveis (i.e. biometano).

E – PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019

E.1. Taxa de remuneração de ativos

E.1.1. Metodologia de cálculo do Custo de Capital Médio Ponderado (CCMP)

A estabilidade da metodologia de cálculo do custo de capital das atividades reguladas tem vindo a ser utilizada pela ERSE ao longo de vários períodos regulatórios sido com o objetivo de serem assegurados dois princípios: o princípio da estabilidade regulatória que permite aos agentes poderem antecipar o quadro regulatório e, bem assim, diminuir a perceção do risco; e o da coerência metodológica, desde que esteja assegurado o mesmo contexto económico e financeiro em que as atividades se desenvolvem.

E.1.1.1. Remuneração do Capital das Entidades Reguladas no Período Regulatório 2020-2023

- a. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2020-2023, a ERSE mantém a opção metodológica baseada no CCMP aplicada em anteriores períodos regulatórios, assegurando assim a desejável estabilidade regulatória e coerência na metodologia usada.
- b. Para o período regulatório 2020-2023, a ERSE propõe fixar em 5,20% e 5,00% os valores base para a remuneração dos ativos das empresas reguladas com atividade de distribuição de GN e atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, transporte e armazenamento subterrâneo de gás natural, respetivamente.
- c. A aplicação da metodologia de cálculo do custo de capital requer a definição de valores para uma série de parâmetros que têm impacto no valor final do CCMP das empresas reguladas. Para o período regulatório 2020-2023, a ERSE propõe alterações a alguns parâmetros, que se passam a descrever e comentar:

E.1.1.1.1. Determinação do prémio de risco de mercado

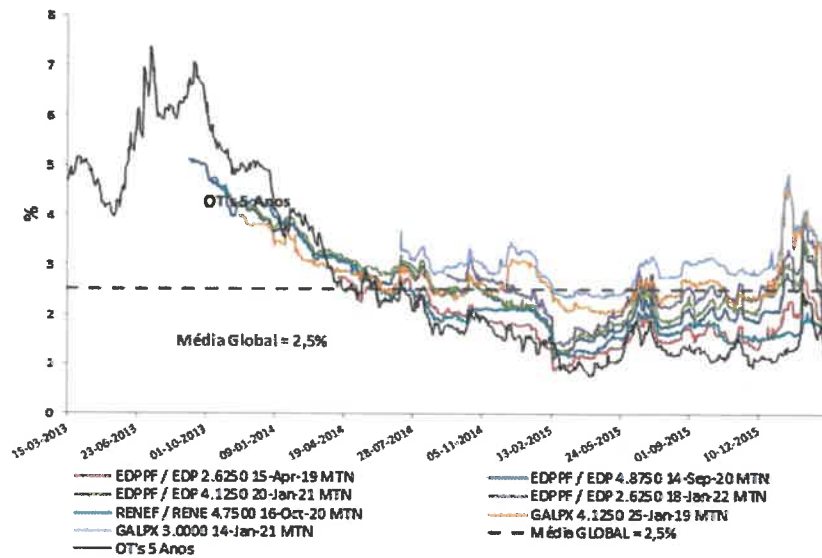
- a. A ERSE utilizou uma metodologia idêntica à do anterior período regulatório quer no setor de gás natural, quer no setor elétrico, que consistiu em adicionar as componentes referentes aos prémios de risco de um mercado maduro e de Portugal;
- b. Assim, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro a ERSE considerou um valor entre 3,68% e 5,00% que está em linha com valores definidos por outros reguladores europeus;
- c. Para determinar o prémio de risco de Portugal, a ERSE optou por calcular o *spread* entre a média geométrica das *yields* das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA, utilizando um período de dados de 5 anos. O *spread* considerado foi assim de 2,16% para este período regulatório, quando no anterior período regulatório o *spread* considerado tinha sido de 1,68%;

- d. Com base nestes pressupostos, a ERSE obtém um prémio de risco de mercado (PRM) para este período regulatório que pode variar entre 5,84% e 7,16%, quando no período regulatório 2016-2019 o prémio de risco de mercado variava entre 5,88% e 6,28%.
- e. O CT entende que a opção da ERSE de considerar um prémio de risco de Portugal superior para este período regulatório, face ao valor considerado no anterior período regulatório de 2016-2019, carece de melhor justificação, na medida em vivemos atualmente um momento de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional, o que não sucedia na altura da definição de parâmetros do anterior período regulatório em que ainda se assistia a alguma turbulência financeira.

E.1.1.1.2. Prémio de risco da dívida

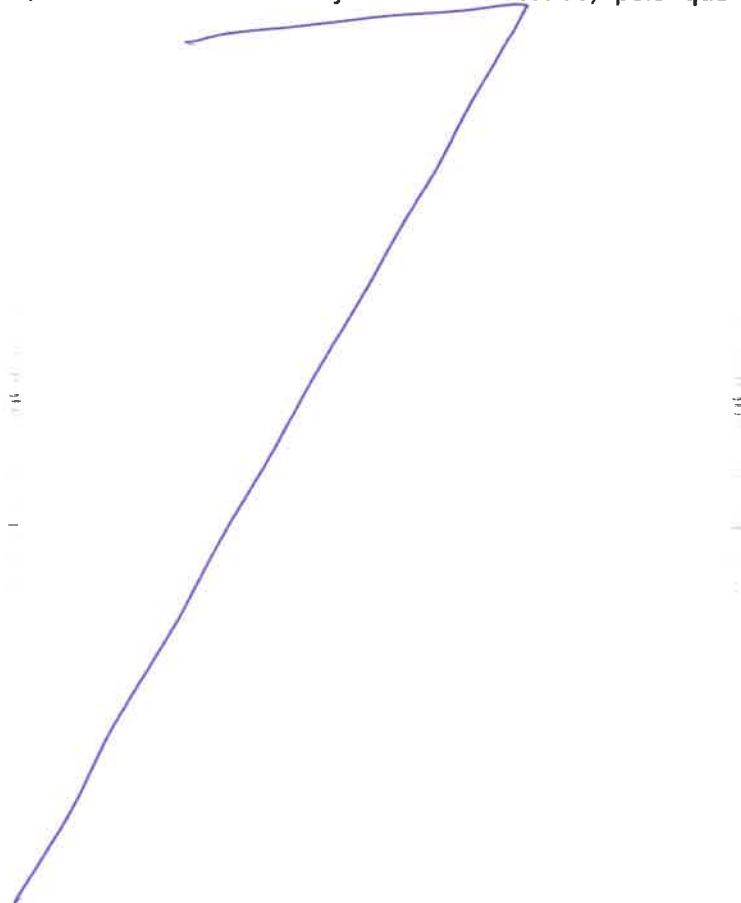
- a. Outro dos parâmetros objeto de alteração neste período regulatório 2020-2023 foi o prémio de risco da dívida, tendo a ERSE proposto o *spread* de 2,75%, que se traduz num aumento de 0,25% face ao anterior período regulatório.
- b. A fundamentação apresentada pela ERSE para suportar a decisão deste aumento assenta nos seguintes pontos:
 - Custo médio de financiamento das várias empresas do setor do gás natural com atividades reguladas;
 - Algumas empresas reguladas não estarem inseridas em grupos empresariais de grande dimensão e, por conseguinte, não têm capacidade de emissão de dívida aos custos dos grandes grupos económicos;
 - O risco das atividades reguladas;
 - As perspetivas de evolução das condições financeiras para o período regulatório e respetivo mecanismo de indexação;
 - Possibilidade de existência de diferentes estruturas de financiamento entre taxa fixa e variável.
- c. O CT considera que a fundamentação apresentada para suportar esta subida de 0,25% no valor definido para o prémio de risco da dívida carece de melhor justificação.
- d. Observando o gráfico seguinte com a evolução das yields de diversas obrigações da GALP, da REN e da EDP à data da definição de parâmetros para o período regulatório 2016-2019, onde foi definido pela ERSE um *spread* de 2,5%, podemos verificar que a situação económico-financeira era ainda de alguma instabilidade, pelo que o custo médio de financiamento daquelas empresas era mais elevado.

Figura 5-17 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2019 e 2022 e das OTs a 5 anos entre 2019 e 2022 e das OTs a 5 anos



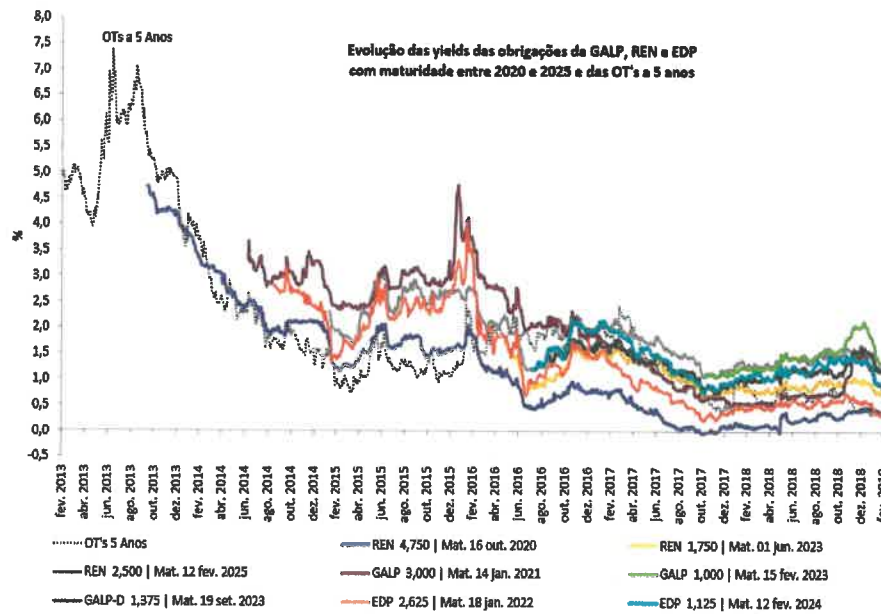
Fonte: ERSE, Reuters

- e. Se observarmos o gráfico com a evolução das *yields* utilizado agora pela ERSE para definir o spread para o prémio de risco da dívida, onde é proposto um aumento de 0,25%, verificamos que desde o final de 2017, com a maior estabilização da situação económico-financeira, também as taxas de juro têm decrescido, pelo que estas



empresas têm registado uma tendência de redução do custo médio de financiamento.

Figura 5-11 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2020 e 2025 e das OT a 5 anos



Fonte: ERSE, Reuters

- f. Considerando ainda que a ERSE optou por manter, neste novo período regulatório, o mecanismo de indexação do custo de capital, o custo médio de financiamento já acomoda o risco de uma eventual alteração das respetivas condições de financiamento.
- g. Pelo exposto, entende o CT que a ERSE deve melhor fundamentar a sua opção relativamente à definição deste parâmetro.

E.1.2. Consideração geral sobre a taxa de remuneração de ativos

Desde que o SNGN foi criado e regulado, a taxa de remuneração sobre os ativos tem vindo a baixar progressivamente atingindo hoje, em média, cerca de 55% do valor inicial. Acresce sobre estes ativos a Contribuição Extraordinária do Setor Energético. O CT tendo em conta esta trajetória e a sua preocupação com a perenidade do sistema no longo prazo, solicita ao Regulador, dada a complexidade e impacto desta variável, que abra um espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do Setor.

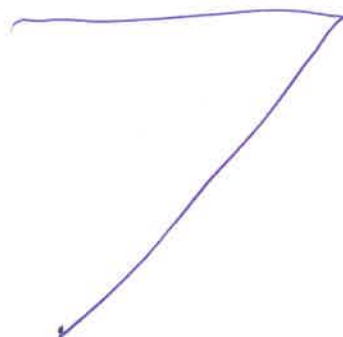
E.2. OPEX

E.2.1. OPEX da RNTIAT_PF

- a. A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, numa análise pela ERSE do desempenho das atividades reguladas e da aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais para a determinação dos indutores mais adequados. A ERSE procedeu ainda a uma reavaliação das componentes

fixas e variáveis dos custos, assim como do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

- b. A ERSE manteve as metodologias de cálculo de proveitos permitidos das infraestruturas da RNTIAT, tendo atualizado apenas os respetivos parâmetros. Relativamente à atividade de Gestão Técnica do Sistema alargou a regulação por incentivos a todos os custos de exploração, à exceção daqueles considerados não controláveis e que resultem de obrigações do concessionário enquanto gestor global do sistema.
- c. O CT não pode deixar de referenciar que as metas de eficiência a fixar devem estar alinhadas com a evolução de custos do setor. Um requisito de eficiência demasiado exigente pode levar a que as empresas não disponham dos meios suficientes para assegurar as ações de manutenção, reparação ou de investimento que evitem a deterioração da qualidade de serviço, ou a expansão ineficiente da rede.
- d. Quanto mais tempo uma empresa estiver sob uma regulação por incentivos, mais difícil será obter ganhos adicionais de eficiência. Em complemento, à medida que os ativos envelhecem a sua manutenção é naturalmente mais cara.
- e. A ERSE reconhece a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades, devido à inexistência de estudos públicos. Atualmente, está em curso um novo projeto de *benchmark* dos custos das empresas responsáveis pelo transporte e gestão dos sistemas elétrico e de gás natural europeus (CEER-TCB18), um projeto do CEER. Este projeto plurianual, que se iniciou formalmente em 2017, contempla a repetição do processo de *benchmark* todos os dois anos, o que irá permitir o acompanhamento, em contínuo, do desempenho das empresas.
- f. Para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE impõe uma meta de eficiência de 2% ao ano, e para as atividades de armazenamento subterrâneo e transporte de GN uma meta de 3%, justificando-as como um fator que internaliza os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico apurado para a atividade de distribuição de GN (2%). Tendo em conta os resultados preliminares do estudo CEER-TCB18, acima referido, o indicador do progresso/retrocesso tecnológico na atividade de transporte de GN é de (-) 0,7%.
- g. O fator de eficiência para a infraestrutura portuguesa de alta pressão de 3% é o segundo mais elevado da Europa, conforme se pode constatar pela análise do quadro 2-1 do documento "Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023".



CONSELHO TARIFÁRIO

Quadro 2-1 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus

País	Sistema Regulatório - Cost of Service / Rate of Return, regulação por incentivos (Price-Cap / Revenue-Cap, híbrido)	Fator de eficiência aplicado ao OPEX	Fator de eficiência aplicado ao CAPEX
<i>Austria</i>	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX) (com um mecanismo de 'volume risk' para a remuneração dos capitais próprios através da incorporação de tarifas energyfix tariffs e de um prémio de risco de 3,5%)	Fator de eficiência de 2,45%, mas o NRA não verifica a eficiência dos investimentos	Não tem
<i>Bélgica</i>	Revenue Cap e Cost control incentives	Não tem	Não tem
<i>República Checa</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1,01%	Não tem
<i>Alemanha</i>	Revenue Cap baseado em incentivos aplicado ao TOTEX (com avaliação separada de CAPEX e OPEX)	Fator de eficiência de 0,49% aplicado ao TOTEX e fator de eficiência individual dependendo de cada TSO	Fator de eficiência de 0,40% aplicado ao TOTEX e fator de eficiência individual dependendo de cada TSO
<i>Dinamarca</i>	Rate of Return baseado num ano histórico (os proventos permitidos são mantidos em termos reais através de indexação à taxa de inflação). O TSO é detido a 100% pelo Estado, sendo regulado de acordo com o princípio de gestão sem fins lucrativos	n.a.	n.a.
<i>Estónia</i>	Price cap	Não tem	Não tem
<i>Espanha</i>	Modelo híbrido: Revenue Cap e rate of return	Não tem	Sim - o mecanismo de eficiência é aplicado no conceito Continuity of Supply
<i>Finlândia</i>	Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX), com mecanismos de incentivos	Fator de eficiência de 0%	Não tem
<i>França</i>	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX), rate of return (CAPEX), com mecanismos de incentivos	Fator de eficiência aplicado ao OPEX (liquido total)	Não tem
<i>Reino Unido</i>	Revenue Cap baseado em incentivos aplicado ao TOTEX	Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking	Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking
<i>Grécia</i>	Cost Plus	Não tem	Não tem
<i>Hungria</i>	Modelo híbrido de regulação baseado em incentivos (Price Cap, Revenue Cap e Quality Regulation). O modelo pode ser definido como "cost-based com incentivos". É feita uma correção anualmente com base na comparação dos custos incorridos com os proventos definidos no início do período, com um cap no resultado da empresa	Fator de eficiência de 1,5%, ou o valor de inflação caso este seja menor	Não tem
<i>Irlanda</i>	Revenue cap baseado em rate of return com incentive based regulation	O fator de eficiência de 1%	Não tem
<i>Itália</i>	Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)	Fator X de 1,3% anual (média para o setor, uma vez que são definidos fatores específicos por empresa)	Não tem
<i>Lituânia</i>	Modelo híbrido	Fator de eficiência de 1%	Não tem
<i>Lusemburgo</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1,0% aplicado ao OPEX controlável	Não tem
<i>Letónia</i>	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX)	Não tem	Não tem
<i>Holanda</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX
<i>Polónia</i>	Cost of service (com alguns elementos de revenue cap)	Não tem	Não tem
<i>Portugal</i>	Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)	Fator de eficiência de 3%	Não tem
<i>Suécia</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1% aplicado ao OPEX controlável	Não tem
<i>Eslovénia</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1,4%	Não tem
<i>Roménia</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 3,5%	Não tem
<i>Bulgária</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 0,9%	Não tem
<i>Croácia</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1%	Não tem
<i>Irlanda do Norte</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1%	Não tem

Fonte: "Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023", p.12, ERSE, abril/2019

- h. Tendo em conta o acima exposto o CT entende que a aplicação do fator de eficiência da distribuição às atividades de infraestruturas em AP carece de justificação, pois trata-se de um setor maduro sem investimento de expansão de relevo e sujeito há muitos anos a metas de eficiência.
- i. No caso específico da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE manteve o mesmo modelo de regulação, isto é, uma parcela fixa e duas variáveis uma em função da energia regaseificada e outra para cobrir os custos com o consumo de eletricidade do terminal.

- j. Os custos da REN Atlântico com as tarifas de acesso às redes de eletricidade deixaram de ser considerados não controláveis (*pass through*) no período de regulação 2016-2019, tendo sido incluídos na parcela fixa e sujeitos a uma eficiência de 2%.
- k. Tendo em conta que os custos de energia elétrica são contratados em mercado e que os custos com o acesso às redes de eletricidade, cerca de 60% da fatura de eletricidade, resultam das tarifas de acesso fixadas pela ERSE e de quantidades que não dependem da gestão do operador do Terminal, mas do regime de utilização dos agentes de mercado, o CT questiona a proposta da ERSE de impor eficiências sobre tarifas por si fixadas ou preços de mercado não controláveis pelo operador.
- l. Relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, a sua complexidade é crescente bem como os custos decorrentes, em especial dos sistemas de apoio e das competências técnicas associadas aos novos modelos de informação do mercado e implementação dos códigos de rede europeus, pelo que o CT concorda com a opção da ERSE de monitorizar estes custos e, devido à sua natureza não controlável, não os sujeitar a metas de eficiência.

E.2.2. OPEX da Distribuição

E.2.2.1. Base de custos e indutores

- a. O CT verifica que o suporte de dados sobre os custos de exploração das empresas se mantém extenso e permite à ERSE um nível de análise com correlações várias. O CT regista ainda que esta análise permitiu à ERSE validar a correta definição dos indutores como também o seu peso (quadro 3-9 pág. 97 do documento de Parâmetros).
- b. O CT constata na figura 3-21 da página 77 do mesmo documento que em média o conjunto das empresas ficou com os seus custos aceites a um nível de 98,5% dos seus custos reais.
- c. A ERSE refere que o impacto dos custos reais sobre a rentabilidade das empresas é limitado, apesar de terem ficado acima dos custos aceite o que valida a aplicação do mecanismo de incentivos por parâmetros de eficiência. Contudo considera o CT que os mesmos não representem no médio-longo prazo um esforço excessivo, devendo ser assegurada uma adequada repartição dos ganhos conseguidos.
- d. O CT reconhece o esforço contínuo das empresas reguladas no cumprimento das metas de eficiência estabelecidas, recomendando, no entanto, uma permanente monitorização do binómio qualidade do serviço e sustentabilidade do setor. Neste sentido o CT reforça a necessidade das propostas de tarifas incluírem uma versão, ainda que preliminar, do Relatório da Qualidade de Serviço para uma mais completa avaliação.
- e. Para o novo período regulatório a ERSE reduziu o peso relativo dos custos fixos nas empresas licenciadas para 35%, mantendo-o em 40% nas empresas concessionárias. Considerando a continuada redução de custos que se tem verificado, bem como a dimensão relativa destas empresas, resulta menos óbvio para o CT que empresas de

CONSELHO TARIFÁRIO

menor dimensão possam acomodar mais facilmente os seus custos fixos, recomendando melhor justificação da proposta ou a manutenção do parâmetro.

- f. No que toca aos custos variáveis, a ERSE manteve o critério do período regulatório anterior, com 25% indexado ao volume distribuído, garantindo a aderência do OPEX à sustentabilidade da tarifa, e 75% indexado ao número de pontos de abastecimento, garantindo a aderência ao crescimento.

E.2.2.2. Eficiência

- a. O CT constata também nesta matéria o esforço de suporte analítico para a definição das metas de eficiência.
- b. A ERSE apresentou o método de apuramento das novas metas de eficiência depois de posicionadas as empresas em Grupos de Eficiência.
- c. O CT verifica que no quadro 3-15, que define o posicionamento das empresas em Grupos de Eficiência, o impacto do modelo 2 neste período regulatório (apenas pontos de abastecimento) nos dados em Painel altera significativamente os resultados dos níveis de eficiência. Ora, no período regulatório anterior, este impacto não era tão elevado e ao mesmo tempo eram utilizados 3 modelos em cada Metodologia. Nesse sentido o CT solicita à ERSE que se pronuncie sobre a alteração de metodologia, quando o seu impacto parece ser tão elevado.
- d. Nos quadros seguintes apresenta-se o impacto do modelo 2 neste período regulatório e a metodologia do período regulatório anterior:

PERÍODO REGULATÓRIO 2020-23

Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica (PR 2020-23)

Distribuidora	Metod. Paramétrica		Metod. Não Paramétrica		Proposta Tarifas 2019-20				sem Modelo 2 Metod. Paramétrica			Só Modelo 1		
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 1	Modelo 2	Níveis	Grupo	Eficiência	Eficiência Aplicada	Níveis	Grupo	Eficiência	Níveis	Grupo	Eficiência
Pargás	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	I	2,00%	2,0%	1,00	I	2,0%	1,00	I	2,0%
Mediçãs	0,90	0,72	0,88	0,88	0,84	I	2,00%	2,0%	0,89	I	2,0%	0,89	I	2,0%
Porgás	0,68	0,21	1,00	1,00	0,75	II	2,50%	2,5%	0,89	I	2,0%	0,84	I	2,0%
Sergás	0,68	0,38	0,94	0,94	0,74	II	2,50%	2,5%	0,85	I	2,0%	0,81	I	2,0%
Lusitanagás	0,76	0,31	1,00	0,83	0,73	II	2,50%	2,5%	0,86	I	2,0%	0,88	I	2,0%
Durresagás	0,73	0,50	0,74	0,74	0,68	II	2,50%	2,5%	0,74	II	2,5%	0,74	II	2,5%
Urbogás	0,32	0,18	1,00	1,00	0,63	III	3,00%	2,5%	0,77	II	2,5%	0,66	II	2,5%
Belagás	0,67	0,36	0,58	0,58	0,55	III	3,00%	3,0%	0,61	III	3,0%	0,63	III	3,0%
Dianagás	0,62	0,46	0,48	0,48	0,51	III	3,00%	3,0%	0,53	III	3,0%	0,55	III	3,0%
Tapagás	0,67	0,29	0,50	0,42	0,47	III	3,00%	4,0%	0,53	III	3,0%	0,59	III	3,0%
Bonorgás	0,35	0,18	0,21	0,21	0,21	IV	5,00%	5,0%	0,22	IV	5,0%	0,23	IV	5,0%

Grupos	Percentil	Eficiência
I	>=0,80	2,00%
II	>=0,65	2,50%
III	>=0,45	3,00%
IV	restantes	5,00%

Metod. Não Paramétrica - DEA

Modelo 1: pontos de abastecimento e volume de gás natural veiculado;
Modelo 2: pontos de abastecimento.

Metod. Metod. Paramétrica

Modelo 1: pontos de abastecimento e volume de gás natural veiculado;
Modelo 2: pontos de abastecimento.

Handwritten signature and initials

CONSELHO TARIFÁRIO

PERÍODO REGULATÓRIO 2016-19

Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica (PR 2016-19)

Distribuidora	Metod. Paramétrica			Metod. Não Paramétrica			Tarifas 2016-19			sem Modelo 2 Met. Paramétrica e s/ Modelo 3 Met. Não Paramétrica		
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 6	Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência Aplicada	Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência
Paigás	0,83	1,00	0,60	1,00	1,00	1,00	0,91	I	2,0%	0,85	I	2,0%
Mediçãgás	1,00	0,88	1,00	0,88	0,88	0,88	0,92	I	2,0%	0,94	I	2,0%
Portagás	0,78	0,60	0,68	1,00	1,00	1,00	0,85	I	2,0%	0,87	I	2,0%
Sergás	0,89	0,66	0,86	1,00	1,00	1,00	0,90	I	2,0%	0,94	I	2,0%
Lusitanigás	0,72	0,54	0,62	1,00	0,87	0,98	0,79	II	3,0%	0,83	I	2,0%
Durresegás	0,82	0,63	0,85	0,66	0,66	0,76	0,73	II	3,0%	0,77	II	3,0%
Lisboagás	0,45	0,35	0,56	1,00	1,00	1,00	0,73	II	3,0%	0,76	II	3,0%
Beiragás	0,76	0,52	0,70	0,67	0,66	0,75	0,68	II	3,0%	0,72	II	3,0%
Dianagás	0,60	0,50	0,75	0,68	0,68	0,85	0,68	II	3,0%	0,72	II	3,0%
Agusagás	0,69	0,40	0,65	0,58	0,45	0,72	0,58	III	4,0%	0,65	II	3,0%
Sonorgás	0,27	0,22	0,36	0,21	0,21	0,31	0,26	IV	6,0%	0,29	IV	6,0%

Grupos	Percentil	Eficiência
I	>=0,80	2,00%
II	>=0,65	3,00%
III	>=0,45	4,00%
IV	restantes	6,00%

Metod. Não Paramétrica - DEA

- Modelo 2: pontos de abastecimentos e volume de gás natural veiculado;
- Modelo 3: pontos de abastecimentos;
- Modelo 6: pontos de abastecimentos e extensão de rede.

Metod. Metod. Paramétrica

- Modelo 1: indutores pontos de abastecimento e energia veiculada;
- Modelo 2: apenas com o indutor pontos de abastecimento;
- Modelo 3: indutores pontos de abastecimento e extensão de rede.

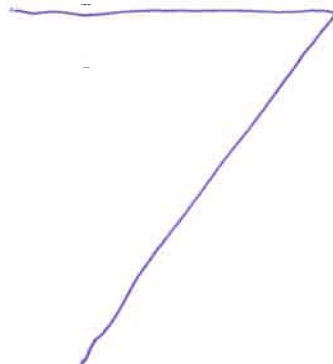
- e. Para a definição da meta de eficiência mínima a ERSE apresentou a decomposição do índice de *Malmquist* para apurar o valor de 2% (progresso tecnológico). A indicação deste índice é um avanço face ao período regulatório anterior, onde não se explicitava a metodologia usada.
- f. Ainda assim o CT solicita que, dada a relevância desta variável, se detalhe o cálculo do índice de *Malmquist* de modo a ficar patente a sua aplicabilidade à distribuição de gás natural, e nomeadamente qual o momento t+1 utilizado e qual o seu referencial (*frontier shift index effect*).
- g. Aos Grupos de Eficiência são finalmente aplicadas as metas de eficiência de 2%, 2,5%, 3% e 5%.
- h. O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões, sendo correta, deve ser acompanhada por uma análise da sustentabilidade aplicada caso a caso às empresas, considerando nomeadamente a sua dimensão relativa e a área geográfica de atuação.
- i. Nessa medida, considerando que a rede necessitará progressivamente de mais intervenção num mercado energético também cada vez mais exigente, o CT recomenda que a ERSE pondere a revisão do aumento da eficiência exigida a redes que se aproximam da maturidade, quer quanto ao horizonte temporal de aplicação, quer ao nível quantitativo aplicado.

E.2.3. Comercialização de Último Recurso Retalhista

- a. O CT regista a progressiva migração de clientes para o regime de mercado, o que se traduz numa fração progressivamente mais reduzida de consumidores a ser fornecidos pelos CURRs, no regime das TTVCF.
- b. Concretamente, de acordo com o último Relatório de Monitorização do Mercado publicado pela ERSE, referido a 31 de janeiro de 2019, este segmento de mercado corresponde a cerca de 2.7% (energia comercializada no SNGN) e a menos de 20% dos clientes (predominantemente do segmento residencial).
- c. No enquadramento legal em vigor, as tarifas transitórias deverão ser extintas até ao final de 2020, o que deverá ter como condição prévia a completa migração dos clientes para o regime de mercado, de modo a que a comercialização de último recurso assuma a sua função de reserva, para situações limite de perturbações de fornecimento, como as derivadas de inabilitação de agentes que se têm verificado.
- d. No sentido do anterior, o CT considera que a ERSE deverá prestar uma atenção especial às condições de equilíbrio financeiro dos CURRs, considerando a indexação dos seus custos operacionais aceites ao número de clientes, o que representará necessariamente uma pressão no sentido da redução desses custos, com potencial criação de constrangimentos operacionais.
- e. A ERSE atendeu de alguma forma a esta questão ao aumentar a ponderação dos custos fixos de 20% para 30%, de forma a compensar a marcada redução de clientes. No entanto, os fatores de eficiência foram mantidos, o que levará os CURRs a reduzir custos para lá da inflação em 10 anos consecutivos.
- f. Nesta conformidade, o CT recomenda que a ERSE monitorize cuidadosamente as opções metodológicas quantitativas seguidas, corrigindo-as no caso de se observarem insuficiências de proveitos.

E.2.4. Aditividade tarifária

- a. O CT nota que, ao contrário da trajetória que vinha a ser traçada nos últimos anos, na atual proposta de tarifas as distorções tarifárias, isto é, o diferencial entre a tarifa transitória de venda a clientes finais e a tarifa aditiva, foi agravada face às tarifas estabelecidas para o ano gás 2018-2019, em todos os escalões de consumo, notando-se um comportamento especialmente divergente no escalão 1 da BP <, que surge como favorecido:



CONSELHO TARIFÁRIO

BP<	Distorção tarifária média	
	Proposta de tarifas	Tarifas 2018-2019
Escalão 1	-3,80%	-2,10%
Escalão 2	2,20%	1,50%
Escalão 3	2,70%	1,50%
Escalão 4	2,70%	0,80%

- b. Adicionalmente, a ERSE optou também por manter o fator de agravamento definido no ano gás 2018-2019 para a MP e BP>, tendo optado por eliminar o da BP <, o que equivale a uma redução de 0,04 €/MWh face às tarifas transitórias aplicáveis no ano gás em curso.
- c. Estas disposições denotam uma preocupação clara da ERSE em proteger o escalão 1 da BP <, opção que o CT não contesta *de per si*, mas que considera relevante o suficiente para recomendar que a ERSE justifique este posicionamento na sua proposta de tarifas.

III - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Em 30 de abril de 2019, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Dr.ª Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	P	—	—
Dr. Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 1	—	—
Dr. Luís Plisco Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	Anexo 2	—	—
Dr. Célia Marques Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC	Anexo 3	—	—
Dr. Eduardo Quintanova Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC	Anexo 3	—	—
Sr. José Maurício Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC	Anexo 3	—	—
Dr.ª Carolina Gouveia Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	Anexo 4	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Dr.ª Ingride Pereira Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	—	—	—
Eng.º Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RNT) (REN)	Anexo 5	—	—
Dr.ª Paula Almeida Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 5	—	—
Eng.º Jorge Lúcio Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural (Transgás Armazenagem)	Anexo 6,7	—	—
Eng.º Nuno Fitas Mendes Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Portgás)	Anexo 8 a 12	—	—
Dr. Eduardo Viana Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	Anexo 13	—	—
Dr. José Saldanha Bento Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural (Transgás)	—	—	—
Eng.ª Ana Teixeira Pinto Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 14 e 15	—	—
Eng.º Ricardo Ferrão Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (Iberdrola)	Anexo 20 e 21	—	—
Eng.ª Teresa Marques Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m3. (CIP)	Anexo 16	—	—
Dr. Tiago Gaio Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 17	—	—
Eng.ª Ana Vasconcelos Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 18	—	—
Eng.ª Jaime Braga Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 19	—	—
Eng.º Celso Pedreiras Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m3. (CIP)	Anexo 16	—	—
Dr. Paulo Rosa Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m3. (CIP)	Anexo 16	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Eng.ª Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, na sua atual redação	Manuela Moniz	—	—	—

tendo sido aprovado por unanimidade

O parecer que antecede tem 41 (quarenta e um) folhas, incluindo as destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário e integra ainda 21 (vinte e um) anexos, contendo sentidos de voto e declarações de voto.

Declaração de voto relativa ao parecer do Conselho Tarifário da ERSE, setor do gás natural, sobre “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”

Exma. Sr.ª Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

Eng.ª Manuela Moniz

Luis Vasconcelos, na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses no Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), setor do gás natural, comunica a V.exa. que **vota favoravelmente**, na globalidade e na especialidade, o parecer do referido Conselho Tarifário sobre “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”.

Com os melhores cumprimentos,

Luis Vasconcelos

ny
P



DECLARAÇÃO DE VOTO

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário, relativo às "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023".

Lisboa, 30 de abril de 2019

O Representante da DECO

Dados Pessoais

(Luis Salvador Pisco)



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

h
x
p

PARECER SOBRE A PROPOSTA DE “TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2019-2023”

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova, José André Maurício e Célia Marques em substituição de Carlos Chaga representantes da UGC na Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a Proposta de **“Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”**

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 30 de Abril de 2019

Eduardo Quinta-Nova

José André Maurício e

Célia Marques



Anexo 4

[Handwritten signature]
[Handwritten initials]

Voto

Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente a globalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção Gás Natural relativamente às *“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”*

Lisboa, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

A representante da DECO

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR

Rua de Artilharia. Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA

Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99

E-mail: decolx@deco.pt - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>

D
P

Declaração de voto conjunta do representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL e representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"

As concessionárias signatárias votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023" na generalidade, mas manifestam reserva relativamente ao seu Ponto D.5 Tarifa Social (TS) da especialidade pelas razões que se identificam na presente declaração. Subscvem-se igualmente as Declarações de Voto apresentadas pelo Operador da Rede de Distribuição sobre "Mecanismo de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Contadores; Taxa de Remuneração de Ativos", na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Tarifa Social

As signatárias entendem que a aplicação do artigo 241º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, (que aprova o Orçamento de Estado de 2019) carece de regulamentação sem a qual não pode ser aplicado. Essa regulamentação deve ser feita por lei na medida em que implica a definição de um conjunto de elementos cuja competência é da Assembleia da República, (ou do Governo, em função das respetivas competências) cabendo, portanto, ao legislador a definição das regras de aplicação do OE.

Não tendo essa definição sido feita de forma completa até à data, não pode qualquer entidade administrativa regulamentar esta matéria, por não dispor das necessárias orientações legislativas.

Neste sentido não podemos concordar com a aparente imposição feita à concessionária da atividade de transporte de GN, por se considerar violar o equilíbrio do contrato de concessão. Esta medida é contrária ao espírito que preside a organização setorial do GN, designadamente por fazer recair sobre um operador económico privado e com atividade exclusivamente regulada uma obrigação de natureza social.

Recorde-se que o Decreto Lei nº 101/2011, de 30 de setembro, que cria a tarifa social no GN, reconheceu que o critério de elegibilidade dos beneficiários coincide com o das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social, o que claramente indica que a tarifa social no GN é encarada como uma prestação complementar no âmbito do apoio e segurança social e não do setor energético. Deve ser, pois, o orçamento da Segurança Social a suportar o encargo ou, no limite, os demais consumidores numa lógica de solidariedade setorial, na senda da comunicação da Comissão Europeia intitulada "Uma estratégia - quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro" publicado em 25 de fevereiro de 2015, (página 13, "Proteger os consumidores vulneráveis").

Neste quadro, em conclusão, consideram as concessionárias signatárias não poderem ser instituídas normas regulamentares cujo sentido e enquadramento não esteja explicitamente definido e concretizado na Lei.

Lisboa, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

Representante da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN)

Dados Pessoais

Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

***“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2019-2020
e Parâmetros Regulatórios para o Período Regulatório 2020-2023”***

Comunico o Voto Favorável ao Parecer da Seção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Proposta apresentada pela ERSE acima referida.

Informo igualmente da apresentação de Declaração de Voto, junta.

Dados Pessoais

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

Lisboa, 30 de Abril de 2019

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

***“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2019-2020
e Parâmetros Regulatórios para o Período Regulatório 2020-2023”***

**Declaração de Voto das Empresas Concessionárias
de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural**

Tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com Atividade de Transporte de Gás Natural, Operação do Terminal de GNL e Distribuição de Gás Natural sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a **“Mecanismo de Financiamento da Tarifa Social; Mecanismos de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Taxa de Remuneração de Ativos; e Contadores”**, expresso o meu acordo ao teor das mesmas, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Dados Pessoais

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

Lisboa, 30 de Abril de 2019

Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"

h
k
P

Mecanismo de Reequilíbrio Económico-Financeiro

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023", mas notam que da análise do conjunto de documentos que compõe a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-20" apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural", na sua Secção 2.1, págs. 39 e seguintes, aos "Processos Judiciais interpostos contra decisões do regulador" iniciados pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural.

A menção da pendência dos processos, em si mesma, é correta, assim como a descrição da sua tramitação até à data.

No entanto, e reconhecendo que a ERSE se ateu a uma descrição factual, apresentando apenas a sua posição e a sua estimativa de valores envolvidos nos mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro das concessões de distribuição, as signatárias repetem a sua convicção de que existe um incumprimento objetivo do estabelecido nos Contratos de Concessão da Distribuição, em particular dos mecanismos de reposição do reequilíbrio económico-financeiro acordados com o Concedente, que a ERSE está obrigada a aplicar na fixação dos proveitos e tarifas.

Neste sentido, as empresas com atividade de distribuição de gás natural, signatárias desta Declaração de Voto, expressam a sua convicção de que o documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-20 e Parâmetros para o período de Regulação 2020-2023" não estabelece o montante de Proveitos Permitidos de acordo com os seus Contratos de Concessão, pelo que deveria seja reformulado em conformidade.

Porto, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"

Contadores

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023", mas notam que, novamente, a ERSE não considerou na sua proposta os ativos e investimentos futuros associados aos contadores, os quais não foram assim contabilizados no ativo remunerado.

Estas entidades não podem deixar de lamentar que nas sucessivas propostas de tarifário, a ERSE continue a escusar-se a discutir esta questão de inequívoca relevância para as empresas, e que se tornará progressivamente mais crítica com o processo de renovação dos contadores nomeadamente nas concessões mais antigas, uma vez que já atingiram os 20 anos do início da distribuição, correspondentes ao período de vida útil dos contadores.

Neste sentido, a exemplo do sucedido nos anos gás anteriores, em que se anexaram Declarações aos Pareceres do Conselho Tarifário sobre as sucessivas Propostas de Tarifário, as empresas voltam a reproduzir a argumentação apresentada nessas declarações. Considera-se que a ERSE ainda não respondeu de um modo adequado à argumentação então apresentada, pelo que se toma a iniciativa de reproduzir os pontos mais relevantes nas referidas Declarações, solicitando-se a atenção devida e as medidas de correção necessárias:

"/.../

As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o sentido retirado pela ERSE do Artº80º da Lei 12/2008, de 26 de fevereiro, não tem qualquer correspondência com o texto da norma nem se justifica com a consideração de quaisquer outros elementos imperativos.

A lei apenas proíbe que na faturação dos serviços prestados aos utentes sejam incluídas rubricas referentes a preço, aluguer, amortização, ou inspeção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados. Não se consegue encontrar, em lado algum do diploma, uma proibição de incluir os encargos relativos aos contadores ou outros instrumentos de medição na formação dos preços desses serviços.

Sublinhe-se que se este entendimento da ERSE for levado às últimas consequências, a mesma ERSE terá de proibir as concessionárias de cobrar quaisquer quantias pelo gás fornecido que não decorram do custo do

h
7
P

Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"

mesmo gás e custos de organização, dado que a formulação ampla do art.º 8.º da Lei 12/2008 abrange a cobrança de importâncias relativas a contadores ou a outros equipamentos - cfr, as alíneas, b), c) e d) do n.º 2 - o que levaria a excluir todos os outros equipamentos das concessionárias dos ativos a remunerar. Ora, parece que tal conclusão seria absurda sob todas as perspetivas, pelo que não pode de modo algum ser considerada.

Também consequência extrema, se a interpretação da ERSE fosse levada às últimas consequências, seria o facto de as empresas serem obrigadas a cessar de instalar e substituir contadores - no sentido de que não teriam meios para fazer face ao custo respetivo - pelo que, na prática, se veriam impedidas de cumprir com uma das atividades fundamentais do Contrato de Concessão que é o da medição correta das quantidades de gás natural entregue aos consumidores finais, o que poria consequentemente em causa a própria Concessão, e o equilíbrio contratual exigido entre as empresas e o concedente nas renegociações dos Contratos de Concessão.

/.../

Porto, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"

Taxa de Remuneração de Ativos

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023" na generalidade, mas manifestam reserva relativamente ao seu "E.1. Taxa de remuneração de ativos".

As signatárias verificam que desde que o SNGN foi criado e regulado, a taxa de remuneração sobre os ativos do setor tem vindo a baixar progressivamente. Para esta redução têm contribuído sucessivas revisões metodológicas no apuramento do custo de capital, não obstante a volatilidade dos mercados financeiros. De facto, independentemente de períodos económicos e financeiros de crescimento ou retração, verifica-se hoje uma quebra para quase metade da taxa fixada no início da Regulação do setor.

Acresce ainda sobre estes ativos a Contribuição Extraordinária do Setor Energético. Esta taxa reduz de forma direta a remuneração dos ativos além da sua rendibilidade regulada e desvirtua o racional metodológico de apuramento do custo do capital das atividades em causa.

Em suma, as taxas de remuneração agora propostas impõem um esforço adicional às empresas, num setor já de si extremamente contido na sua rendibilidade, pelo que coloca em causa no quadro existente, a sua sustentabilidade e equilíbrio económico-financeiro.

Porto, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"

Comunico o Voto Favorável ao Parecer da Seção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Proposta apresentada pela ERSE acima referida. Faço acompanhar o Voto, das Declarações de Voto anexas relativas a **"Mecanismo de Reequilíbrio Económico-Financelro; Contadores; Taxa de Remuneração de Ativos"**, e a subscrição da Declaração de Voto apresentada pelo Operador de Rede de Transporte sobre **"Tarifa Social"**, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Porto, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

VOTO - Parecer sobre a Proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"

Cara Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Eng^a Manuela Moniz,

As ENTIDADES LICENCIADAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL votam favoravelmente o Parecer sobre a Proposta de **"Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"**.

Mais informamos que, tendo tido conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas empresas com Atividade de Transporte de Gás Natural, Operação de Terminal de GNL e Distribuição de Gás Natural, acerca do presente parecer do Conselho Tarifário, relativas a:

- Mecanismos de Financiamento da Tarifa Social;
- Mecanismos de Reequilíbrio Económico Financeiro;
- Taxa de Remuneração de Ativos;
- Contadores;

Concordamos o seu teor, subscrevendo as referidas Declarações de Voto.

Com os melhores cumprimentos,

Eduardo Paço Viana.

Representante das Entidades Titulares de Licença de Distribuição de Gás Natural em Regime de Serviço Público

PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO DA ERSE

**“Proposta de Tarifas e Preço para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período
Regulatório 2020-2023”**

Os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURRs) de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer da Secção de Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a proposta acima referida

Em anexo segue também declaração de voto

Lisboa, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Últimos Recursos Retalhistas de Gás Natural

PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO DA ERSE

“Proposta de Tarifas e Preço para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período Regulatório 2020-2023”

Declaração de Voto dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural

Tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com atividade de Transporte de Gás Natural, Operação do Terminal de GNL e Distribuição de Gás Natural sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a “mecanismo de financiamento da tarifa social, mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro; taxa de remuneração de ativos, contadores”, os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURRs) de Gás Natural expressam o seu acordo ao teor das mesmas, na lógica da defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN, como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos

Lisboa, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recursos Retalhistas de Gás Natural

**Parecer do CTERSE-GN sobre a
"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e
Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023"**

Os signatários, representantes das Associações que tenham como Associados consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10.000m³, votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer da Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos sobre a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023" (consensualizado na reunião de 26/04/2019).

Sobre a proposta em apreço, os signatários não podem deixar de tecer os seguintes comentários:

1. TOS

A imputação das Taxas de Ocupação do Subsolo aos consumidores empresariais continua a condicionar a competitividade das atividades económicas em geral, designadamente porque os critérios são maioritariamente em função dos volumes de consumos e não por aplicação de um valor por metro linear, como seria de esperar numa taxa de ocupação de subsolo.

De qualquer forma, e dada a complexidade deste assunto, optamos por aguardar por desenvolvimentos legislativos a ocorrer ainda no corrente ano, em cumprimento da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2019.

Assim sendo, o tema continua em discussão, reservando-nos nova tomada de posição após conhecimento das opções legislativas que vierem a ser aprovadas.

2. Tarifas mais aderentes aos volumes de consumo

Apesar do presente Parecer ser bastante explícito sobre esta questão, importa sublinhar que a competitividade de muitas empresas (designadamente exportadoras) depende da adaptação do modelo tarifário para um regime em que volumes semelhantes de consumo deixem de ser sujeitos a custos díspares devido a diferenças no nível de pressão de fornecimento.

Lisboa, 30 de abril de 2019

Teresa Marques

Celso Pedreiras

Paulo Rosa

Representantes das Associações que tenham como Associados
consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10.000m³

Anexo II h.
p

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE: Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023

Exma. Sr. Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

O signatário, na qualidade de representante dos pequenos comercializadores, vota favoravelmente, e na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”.

Lisboa, 30 de Abril de 2019

Atentamente,

Tiago Gaio



Handwritten signature and initials

Declaração de Voto

Ana Brandão de Vasconcelos, na qualidade de substituta da representante para a área do Ambiente nomeada pelo MATE, no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário relativo a: *Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023.*

Lisboa, 30 de abril de 2019

Dados Pessoais

Ana Brandão de Vasconcelos

**Parecer do CTERSE-GN sobre a
"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e
Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023"**

O signatário, representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Artigo 46.º dos Estatutos da ERSE, vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer da Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos sobre a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023" (consensualizado na reunião de 26/04/2019).

Sobre a proposta em apreço, o signatário não pode deixar de tecer os seguintes comentários:

1. TOS

A imputação das Taxas de Ocupação do Subsolo aos consumidores empresariais continua a condicionar a competitividade das atividades económicas em geral, designadamente porque os critérios são maioritariamente em função dos volumes de consumos e não por aplicação de um valor por metro linear, como seria de esperar numa taxa de ocupação de subsolo.

De qualquer forma, e dada a complexidade deste assunto, opta-se por aguardar por desenvolvimentos legislativos a ocorrer ainda no corrente ano, em cumprimento da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2019.

Assim sendo, o tema continua em discussão, reservando-me nova tomada de posição após conhecimento das opções legislativas que vierem a ser aprovadas.

2. Tarifas mais aderentes aos volumes de consumo

Apesar do presente Parecer ser bastante explícito sobre esta questão, importa sublinhar que a competitividade de muitas empresas (designadamente exportadoras) depende da adaptação do modelo tarifário para um regime em que volumes semelhantes de consumo deixem de ser sujeitos a custos díspares devido a diferenças no nível de pressão de fornecimento.

Lisboa, 30 de abril de 2019

Jaime Braga

Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do
Artigo 46.º dos Estatutos da ERSE

h.
y.
P

DECLARAÇÃO DE VOTO DO REPRESENTANTE DOS COMERCIALIZADORES DE GÁS NATURAL EM REGIME DE MERCADO AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO REFERENTE A “TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2019-2023”

O representante dos comercializadores de gás natural em regime de mercado vota favoravelmente o Parecer em epígrafe. Não obstante, deixa as seguintes considerações nesta declaração.

No que respeita ao Parecer supramencionado, consideram os comercializadores de gás natural em regime de mercado (comercializadores) que a recomendação do Conselho Tarifário (CT) de alargamento da incidência da tarifa social a um maior número de consumidores é pertinente e adequada enquanto medida de combate à pobreza energética. No entanto, os comercializadores salientam que estas medidas de proteção adicional aos consumidores devem ser sempre um instrumento exclusivamente de política social do Estado não devendo recair sobre o SNGN e seus agentes a responsabilidade do seu financiamento.

Importa ainda referir, e reforçar, as recomendações do CT relativas (i) à necessidade de a Tarifa de Energia ser suportada num nível de preço apropriado face às expectativas futuras do mercado, impedindo situações de “competitividade” da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF) face às ofertas comerciais dos comercializadores e, (ii) garantir a prossecução do esforço de convergência para a aditividade tarifária.

Adicionalmente, os comercializadores defendem a progressiva liberalização do Mercado de gás natural, desse modo, e para tal, a ERSE deveria comprometer-se a preparar de forma prudente a extinção da TTVCF, devendo nesse sentido apresentar uma atitude proactiva de consciencialização dos consumidores para o fim dessa Tarifa, e da necessidade de adesão às propostas disponíveis em regime de mercado.

13
P

Lisboa, 30 de abril de 2019,

Dados Pessoais

(Ricardo António Torcato Ferrão)

Representante dos Comercializadores de Gás Natural em Regime de Mercado

ANEXO V
COMENTÁRIOS ERSE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2020-2023

I. ENQUADRAMENTO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem no ano gás 2019-2020 e dos parâmetros para o período de regulação 2020-2023, a 1 de abril de 2019, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023”.

O parecer do CT, emitido a 30 de abril de 2019, foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários das demais entidades consultadas, na elaboração da decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2019-2020 e os parâmetros para o período de regulação 2020-2023.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços e dos parâmetros são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida os comentários da ERSE ao referido parecer do CT.

I.1 REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Os processos de consulta são importantes para fomentar a participação dos agentes e melhorar a regulação do sector, pelo que a ERSE procede sempre a uma análise cuidada e ponderada dos comentários de todos os agentes, procurando sempre que possível acolher as suas propostas. Assim, a ERSE regista com agrado o reconhecimento do CT desse esforço de acolhimento de algumas das propostas apresentadas pelo CT no processo de Revisão do Regulamento Tarifário, que efetivamente permitiram melhor o regulamento aprovado.

Conforme a recomendação do CT, após a aprovação dos parâmetros e tarifas, procedeu-se à revisão da subregulamentação associada, por forma a estabelecer-se um quadro regulatório completo e coerente.

I.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

A ERSE, no âmbito da sua função de monitorização de mercados e manutenção do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, mantém-se atenta à evolução da atividade de comercialização de último recurso retalhista. Entre outras, a análise anual do desempenho dos comercializadores de último recurso e a definição de custos de referência para a atividade de comercialização, constituem exemplos de atividades desenvolvidas pela ERSE que comprovam a monitorização destes operadores. Sublinhe-se que a definição de custos de referência para a atividade de comercialização, que tem em conta o impacto da dimensão e da maturidade das empresas, constitui uma referência basilar na definição dos proveitos permitidos dessa atividade.

Registe-se ainda que as metodologias de definição dos proveitos permitidos aplicadas pela ERSE na preparação dos períodos regulatórios consideram as condições em que a atividade de comercialização de último recurso é desempenhada, designadamente o nível de atividade das empresas, bem como as particularidades da atividade em termos de gestão dos fluxos financeiros de curto prazo.

Importa também referir que qualquer reflexão mais profunda que seja efetuada a este nível implica também uma alteração da legislação em vigor, nomeadamente na extensão do prazo de aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por forma a que se consiga fazer uma reflexão atempada e tendo em consideração todos os requisitos em causa.

II. ESPECIALIDADE

A. CUSTO DO GÁS NATURAL E TARIFA DE ENERGIA

A ERSE toma boa nota da análise e da recomendação efetuada pelo CT e reconhece a importância da monitorização continuada de evolução dos custos, que resulta, igualmente, do enquadramento legal em vigor. Nesse sentido, a ERSE tem monitorizado regularmente a evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural, avaliando periodicamente a adequação do nível das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural.

B. TARIFAS E PREÇOS PARA 2019-2020

B.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE (ML)

A ERSE, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, utiliza, como sempre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação.

A apresentação da melhor informação disponível, num incontornável exercício de transparência regulatória, não pode confundir-se com a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias, que é da responsabilidade do legislador.

As previsões da ERSE para o número de clientes e consumo de gás natural no mercado regulado e no mercado livre têm por base as previsões dos CUR e as previsões dos operadores da rede de distribuição (ORD).

Refira-se que os fornecimentos totais dos CUR em 2017 foram superiores ao inicialmente previsto no cálculo tarifário, tanto em termos de energia consumida, como, embora de modo menos acentuado, no que respeita ao número de clientes.

Analisada a evolução da liberalização do mercado retalhista de gás natural, a ERSE considerou adequadas as previsões dos CUR para o peso do mercado regulado.

No segmento de clientes em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, que apontam para valores médios de 18% para a energia e de 17% para o número de clientes para o ano gás 2019-2020, o que se apresenta coerente com os valores reais dos CUR e com o ritmo de passagem destes clientes do mercado regulado para o mercado livre.

Para o segmento de clientes de maior consumo as previsões de peso do mercado regulado apresentam valores nulos para os clientes em média pressão e valores abaixo dos 10% para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³, para o ano gás 2019-2020, estando estas previsões alinhadas com a situação atual do mercado.

B.2 LEI N.º 5/2019, DE 11 DE JANEIRO

Na sequência da publicação da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, a ERSE efetuou uma pré-consulta de interessados aos agentes de mercado, de modo a estabelecer, de forma clara, objetiva e participada, os desenvolvimentos regulamentares que garantam aos respetivos consumidores o seu direito de informação.

Esta consulta permite ainda que a ERSE possa enquadrar as obrigações decorrentes do cumprimento da Lei n.º 5/2019 de forma eficiente para os mercados de eletricidade e de gás natural, que o mesmo é dizer que se procurará, nas adaptações regulamentares, que essas sejam concretizadas com economia de recursos e efetividade na perspetiva dos consumidores.

Foi colocado, nesta pré-consulta, um conjunto de principais aspetos regulamentares associados ao cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, através da fatura detalhada, bem como a identificação das questões mais críticas para ponderação pelos interessados. Naturalmente, não deixarão de ser enquadradas pela ERSE, nos necessários desenvolvimentos regulamentares desta legislação, as preocupações de racionalidade económica na sua implementação, de modo a que os agentes de mercado diretamente envolvidos na implementação da Lei n.º 5/2019 não se vejam confrontados com custos desproporcionados que possam, inclusive, ser adversos para a afirmação de um sã clima de concorrência.

Importa contextualizar que, na generalidade, as obrigações constantes da Lei n.º 5/2019 já hoje se encontram consagradas no quadro regulamentar do setor elétrico e do setor do gás. Sem prejuízo de pontuais alterações que se afigurem urgentes, a ERSE está a ultimar a análise dos contributos oferecidos no âmbito desse processo de consulta, prevendo acomodar as alterações necessárias num quadro de revisão regulamentar mais ampla de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais da Eletricidade e de Gás Natural, indo de encontro a uma reivindicação antiga dos agentes do setor e dos Conselhos e que se afigura essencial para a simplificação da regulamentação e sua melhor perceção pelos consumidores e agentes do mercado, em especial os novos entrantes.

Na definição da base de custos para o próximo período regulatório, a ERSE teve em conta as particularidades da atividade de comercialização de último recurso, em especial a capacidade perspetivada pelos comercializadores de último recurso em adaptarem as suas estruturas de custos à diminuição do nível de atividade decorrente do processo de liberalização.

No âmbito da consulta prévia realizada pela ERSE, foram recebidos diversos comentários sobre a forma de implementação da Lei n.º 5/2019, no que respeita à desagregação da tarifa de acesso às redes. Maioritariamente os participantes na consulta consideram que a apresentação da tarifa de acesso às redes desagregada por atividade resultará num excesso de informação, não contribuindo para a legibilidade e compreensão da fatura por parte dos consumidores.

Atentos os comentários recebidos, a ERSE considera que a tarifa de acesso às redes deve ser apresentada de forma desagregada pelos preços que a compõem, conforme foi a sua proposta inicial, ou seja, identificando o preço de capacidade, de energia e do termo fixo.

A ERSE considera que esta solução permite cumprir a discriminação da informação requerida pela lei, separando os preços sujeitos a decisão regulatória, dos preços sujeitos a decisão dos agentes de mercado. Simultaneamente, possibilita a apresentação de informação útil à compreensão dos valores faturados e aplicáveis no caso concreto ao consumidor, bem como a aplicação da taxa reduzida de IVA, na componente fixa das tarifas de acesso às redes, conforme o previsto no Decreto-Lei n.º 60/2019, de 13 de maio.

B.3 MIBGAS

A ERSE partilha da posição do CT sobre os potenciais benefícios para o mercado nacional de gás natural decorrentes da existência de um mercado organizado, em termos de promoção da sua competitividade, transparência e liquidez, razão pela qual é de extrema importância a implementação efetiva do MIBGAS de modo a explicitar o valor do GN no Ponto de Troca Virtual (VTP) do SNGN, elemento essencial na transparência das transações no interior do SNGN.

A ERSE desenvolveu esforços para que todas as suas peças regulamentares permitissem a implementação do MIBGAS. Nesse sentido a ERSE adaptou todos os Regulamentos relevantes para contemplar o funcionamento do mercado organizado. Neste quadro, a ERSE está ativamente empenhada para que se possam materializar os desenvolvimentos já identificados, que ultrapassam a esfera das competências e que envolvem várias entidades em Portugal e Espanha, e que são necessários à concretização do MIBGAS. Os agentes de mercado têm sido mantidos informados dos mais recentes desenvolvimentos através dos meios adequados.

C.2 NÍVEL TARIFÁRIO

C.2.1 AJUSTAMENTOS E IMPACTES

A ERSE toma boa nota dos comentários apresentados, salientando que os desvios de procura nas infraestruturas de alta pressão resultam maioritariamente de fatores externos e associados ao funcionamento do mercado de gás natural que dificultam as previsões de procura. No que se refere aos

desvios de procura na atividade de comercialização de último recurso, estes refletem as previsões otimistas dos CUR, designadamente no número de clientes e no volume de gás natural.

Para o ano gás 2019-2020 a ERSE considerou, para os clientes em Baixa Pressão com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³ (BP<), uma quota de mercado regulado de 18% (energia) e de 17% (número de clientes). Os últimos valores reais, referentes ao ano gás 2017-2018, apresentam quotas próximas dos 20%, o que permite aceitar as previsões dos CUR como valores realistas.

C.2.2 USO GLOBAL DO SISTEMA

O CT destaca positivamente os esforços efetuados pela ERSE, no sentido de assegurar as condições tarifárias necessárias para evitar que clientes abastecidos em MP ou em BP> optem pela construção de ramais de ligação à rede de AP ou MP, respetivamente.

A ERSE regista com agrado os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria, e irá continuar a desenvolver todos os esforços no sentido de assegurar as condições tarifárias que beneficiem o sistema nacional de gás natural de forma global.

D. TARIFAS

D.1 USO DA REDE DE TRANSPORTE

No que respeita à implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, nos termos do Regulamento (EU) 2017/460, a ERSE sublinha que a decisão fundamentada da ERSE publicada com a [Diretiva da ERSE nº 3/2019](#), de 18 de março, introduziu algumas alterações face ao exposto na [66.ª consulta pública](#), de 17 de agosto de 2018, designadamente para acolher os comentários recebidos pelos vários participantes, incluindo a análise da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER). No entanto, sublinha-se que, apesar das alterações introduzidas, o CT reconhece que os impactes tarifários são semelhantes à proposta levada a consulta pública, com exceção do parâmetro *entry-exit split*, que determina a repartição dos proveitos permitidos a recuperar nos pontos entrada e saída da rede de transporte. Com efeito, a alteração deste parâmetro foi no sentido de responder aos vários comentários recebidos à consulta pública.

O CT recomendou ainda que fossem clarificados aspetos relevantes sobre a operacionalização do desconto posterior (*'ex-post'*) aplicável a produtos de capacidade interruptível, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar e aspetos associados à liquidação.

Sobre a definição da quantidade à qual se deve aplicar o desconto posterior, sublinha-se que a [Diretiva da ERSE nº 3/2019](#) remete para o documento “Implementação do Código de Rede Relativo a Estruturas Tarifárias Harmonizadas para o Transporte de Gás Natural – Documento justificativo da decisão fundamentada”²⁴, no qual se clarifica que o desconto posterior se aplica à capacidade contratada de determinado produto de capacidade interruptível, de acordo com a seguinte fórmula:

$$\frac{\text{Desconto posterior}}{\text{€}} = 3 \cdot \frac{\text{Preço de reserva (produto firme diário)}}{\text{€/ (kWh/dia)}} \cdot \frac{\text{Capacidade contratada}}{\text{kWh/dia}}$$

Esta fórmula assenta no artigo 4.º, n.º 2, da Diretiva da ERSE n.º 3/2019:

“O desconto posterior consiste numa compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção, igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários.”

Relativamente aos aspetos associados à liquidação dos pagamentos do desconto posterior, a ERSE subscreve o enquadramento descrito na sua proposta de tarifas e preços:

“De acordo com a proposta da REN, a aplicação deste desconto deve ser realizada na liquidação mensal do uso da rede nacional de transporte de gás natural de cada agente de mercado e, no que respeita aos horizontes diário e intradiário, incide e está confinada ao montante mensal agregado apurado de capacidade interruptível contratada pelo respetivo agente de mercado nestes horizontes. Deste modo é mitigada a possibilidade de virem a ocorrer desvios significativos nas receitas por contratação deste tipo de produto nos referidos horizontes de contratação.”

Considera-se que a inclusão destes esclarecimentos na Diretiva de Tarifas e Preços para o ano gás 2019-2020 dispensa a necessidade de publicar subregulamentação específica.

Por fim, em relação à preocupação manifestada pelo CT sobre a aplicação desfasada do código de rede de tarifas no espaço ibérico, a ERSE sublinha que desenvolveu todos os esforços para completar o seu processo de implementação nos prazos legais previstos no código de rede de tarifas, que exige a publicação da

²⁴ Disponível na [página](#) da ERSE.

decisão fundamentada do regulador até ao dia 31 de maio de 2019. Neste processo a ERSE consultou de forma explícita o regulador do mercado espanhol, para além de ter recebido contributos por parte do operador da rede de transporte em Espanha (Enagás), que foram devidamente acautelados.

Em relação ao processo de consulta pública a realizar pelo regulador espanhol, só foram atribuídas à CNMC as competências para o estabelecimento das tarifas da rede de transporte em janeiro de 2019. A ERSE continua a aguardar pelo início do referido processo de consulta para se poder pronunciar.

D.3 TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

D.3.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE regista com agrado os comentários do parecer do CT sobre esta matéria. A somar à recente revisão regulamentar, que através da regulação por incentivos, constitui um fator estrutural para a diminuição de tarifas de acesso às infraestruturas de GN, verificamos que os fatores conjunturais não são de somenos importância. Tal como enunciado pelo CT, os fatores conjunturais que conduziram para a redução das TAR foram; *i*) o elevado nível da procura de GN que contribuiu para a diminuição de custos fixos unitários das infraestruturas; *ii*) a melhor conjuntura financeira nacional que tem promovido a diminuição dos custos de investimento a recuperar pelas tarifas.

D.3.2 REPERCUSSÃO NAS FATURAS AOS CONSUMIDORES DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O CT reitera no seu parecer a recomendação de anos anteriores para que a ERSE estipule um parâmetro nas tarifas de acesso às redes de cada nível de pressão para definir a repercussão do valor relativo à contratação de capacidade de entrada na rede nacional de transporte. De acordo com o referido parecer, esta necessidade vem reforçada num contexto em que as tarifas de uso da rede de transporte nos pontos de entrada são diferentes entre as interligações internacionais e o terminal de GNL, ao contrário de anos anteriores.

A ERSE considera que o pagamento da tarifa de uso da rede de transporte nos pontos de entrada constitui um custo de aprovisionamento incorrido pelo comercializador, tal como a utilização do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo. Como tal, cada comercializador pode ter uma estratégia de aprovisionamento distinta e deverá poder repercutir esses custos de entrada de acordo com a sua estratégia. A definição de um parâmetro para condicionar a repercussão da tarifa de uso da rede de

transporte paga nos pontos de entrada é indesejável, pois constituiria uma limitação à atividade de comercialização de gás natural em regime de mercado. Neste contexto remete-se para a “[Nota informativa sobre a aplicação da tarifa de entrada da rede nacional de transporte de gás natural](#)”, publicada pela ERSE a 31 de janeiro de 2014.

D.3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO > 10 000 M³/ANO

O CT reconhece a importância da tarifa de acesso às redes opcional em MP e que a redução do desconto, de cerca de 7,5%, mantém a contribuição positiva deste mecanismo no sentido de se atingirem os objetivos que levaram à criação desta opção tarifária.

Conforme recomendação do CT a ERSE incluiu no documento “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2019-2020 e Parâmetros para o período de regulação 2020-2023” a fórmula com os parâmetros que permitem o cálculo do desconto da tarifa opcional.

D.3.4 ANÁLISE DAS DESCONTINUIDADES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO

O CT reconhece como positivo o estudo sobre a “Avaliação dos impactos económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões”. Reconhece ainda que a introdução de escalões de consumo nas tarifas de Acesso às Redes permitiu introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão. No entanto, considera que ainda existem “consideráveis discrepâncias que importa evitar”.

A ERSE reconhece a importância de reduzir as descontinuidades tarifárias e nesse sentido tem vindo a introduzir alterações tarifárias com o objetivo de aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado pelo CT. Nas tarifas para o ano gás 2019-2020 continua a ser prosseguido este caminho de aproximação das curvas tarifárias.

No que se refere às diferenças nos preços de energia indicadas pelo CT, uma análise preço a preço não é apropriada para avaliar os impactos tarifários decorrentes da existência de descontinuidades tarifárias. Esta análise deve ser efetuada tendo em consideração todas as variáveis de faturação, reproduzindo a faturação global de cada consumidor, conforme quadros 10-4 e 10-5 do documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020”. Nestes quadros é possível observar que nas tarifas agora aprovadas conseguem reduzir-se não só as descontinuidades tarifárias, mas também o número de consumidores afetados pelas descontinuidades tarifárias.

Adicionalmente, conforme figura 10-3 do referido documento, a redução do número de consumidores afetados pelas discontinuidades nas curvas tarifárias dos diferentes níveis de pressão e escalões de consumo é conseguida garantindo reduções tarifárias na componente de acesso às redes para todos os consumidores.

No que respeita à aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais, importa salientar que nos termos do n.º 14 e do n.º 15 do artigo n.º 26.º do Regulamento Tarifário, qualquer consumidor com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m³/ano, pode optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP. O valor do desconto é determinado nos termos da fórmula prevista na Diretiva anual de preços regulados, e depende do consumo anual do cliente num horizonte temporal dos últimos 3 anos e da distância da instalação consumidora à rede de AP.

Este mecanismo, aplicável desde 2016-2017, veio substituir a regra anterior onde qualquer consumidor com um consumo superior a 50 milhões m³/ano e ligado em MP poderia usufruir da tarifa de acesso às redes de AP.

D.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS

O CT realça que, na sequência da implementação do “Código de Rede de Tarifas”, a eliminação da opção tarifária de curtas utilizações no contexto da tarifa de uso da rede de transporte constitui uma redução das opções tarifárias ao dispor dos consumidores. Também em pareceres anteriores o mesmo órgão consultivo sublinhou a importância de disponibilizar novas opções tarifárias para potenciar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural.

Em particular, são referidos o “empilhamento de tarifas” (opções tarifárias cumulativas) e o “empilhamento de contratos” (contratos de diferentes comercializadores no mesmo ponto de entrega) como soluções para viabilizar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural. O CT sugere concretamente a implementação de um projeto-piloto que permita concluir sobre os méritos de adicionar soluções inovadoras à estrutura tarifária.

Neste contexto, a ERSE aproveita para sublinhar dois aspetos. Primeiro, a eliminação da opção tarifária para curtas utilizações na tarifa de uso da rede de transporte surge num contexto em que essa opção

tarifária apresentava uma reduzida adesão²⁵, parcialmente explicada pela disponibilização das opções tarifárias flexíveis. Segundo, o empilhamento de tarifas já é permitido pela ERSE nos meses de maior procura, através da tarifa flexível anual.

Considerando as recomendações do CT, a ERSE propõe estudar os moldes para implementar o projeto-piloto sugerido pelo CT relativamente ao empilhamento de tarifas e de contratos. É importante ter em conta que um maior empilhamento sem o esperado aumento na utilização do sistema de gás implica uma perda de receita, que terá que ser paga pelos restantes consumidores.

D.5 TARIFA SOCIAL

No seu parecer o CT solicita à ERSE a verificação da possibilidade e a viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural mais abrangente, designadamente, pela inclusão de mais escalões de abono de família e da pensão social de velhice, e a aplicação do critério de elegibilidade por via do rendimento familiar.

Do estudo divulgado pelo Observatório da Energia²⁶, em março de 2019, resulta que o critério de elegibilidade relativo ao rendimento global, o qual não é aplicável ao setor do gás natural, é o critério que abrange mais de 50% dos beneficiários da tarifa social no setor elétrico²⁷. Para o setor de gás natural, apesar de não serem apresentados dados discriminados por critério de elegibilidade, é seguro afirmar que o critério relativo ao abono familiar é residual, face aos demais aplicáveis associados a prestações da segurança social.

O estudo apresenta uma estimativa do impacto associado à uniformização de critérios que se traduzir-se-ia num aumento de beneficiários da tarifa social de gás natural, com um custo de financiamento da medida na ordem dos 7,7 milhões de euros, ao qual acresceria uma perda de receita fiscal de cerca de 1,8 milhões de euros.

A decisão de alargamento dos critérios de elegibilidade não cabe à ERSE, sendo uma matéria da competência do governo, nos termos definidos pela lei. Contudo, será de sublinhar a importância do estudo

²⁵ Dados de faturação para os anos gás 2016-17 e 2017-18 indicam a ausência de procura na opção das curtas utilizações, perspetivando-se o mesmo cenário para os anos gás seguintes.

²⁶ Disponível em https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/04/estudo_tarifa_social.pdf.

²⁷ Pag. Viii do sumário executivo do referido estudo.

dos impactos financeiros dessa decisão, bem como a avaliação dos regimes de financiamento associados visando garantir a sua sustentabilidade e segurança jurídica.

Saliente-se que os critérios de elegibilidade da tarifa social na eletricidade e no gás natural eram iguais no momento da criação do atual regime, contudo, a evolução do regime legal conduziu ao afastamento destes critérios, por alargamento da base de clientes elegíveis no setor elétrico.

No que respeita à informação sobre a aplicação da tarifa social, atento o mecanismo automático de atribuição do benefício da tarifa social, a ERSE não recebe informação dos agentes de mercado, que permita maior detalhe sobre os critérios de atribuição da tarifa social. Sem prejuízo do exposto, a ERSE promoverá esforços para, de forma articulada com os organismos responsáveis pela atribuição da tarifa social, incrementar o nível de informação sobre esta matéria.

D.6 TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

O Manual de Procedimentos para a Repercussão das Taxas de Ocupação do Subsolo (MPTOS), aprovado pela Diretiva n.º 12/2014, permite apenas a monitorização da repercussão das Taxas de Ocupação do Subsolo que sejam devidas.

A aplicação do MPTOS permite detetar possíveis incumprimentos na repercussão, ao nível dos valores de referência e de desvio permitidos, e impor a reposição da neutralidade financeira.

Não obstante não se tratar de matéria tarifária, a ERSE tem informação que os agentes, na sua generalidade, têm procedido à repercussão sobre os consumidores dos valores de TOS pagas referentes ao ano de 2017 e anteriores sem que até ao momento tenha sido revisto o regime geral das taxas das autarquias locais como previsto, designadamente no Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março.

Sublinhe-se que tem sucessivamente sido publicada legislação relativa ao tema. Não só o Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, de execução daquele orçamento, dispôs sobre a matéria, como a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, previu que as faturas a apresentar pelos comercializadores devem conter os elementos necessários a uma completa e acessível compreensão dos valores totais e desagregados faturados, designadamente taxas discriminadas, incluindo a taxa de ocupação do subsolo repercutida nos clientes de gás natural, bem como o município a que se destina e o ano a que a mesma diz respeito (artigo 9.º, n.º 1, al. h). Ainda, a Lei do Orçamento de Estado para 2019 previu, como referido no parecer do CT, que o Governo proceda, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa

de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.

Esta aguardada alteração visa, justamente, para além de clarificar o tema da repercussão, introduzir limites máximos aos valores de TOS que podem ser liquidados, permitindo diferenciações em função da tipologia de fornecimentos, que atenda aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação.

A ERSE toma boa nota das recomendações do CT, considerando as mesmas adequadas à clarificação do quadro jurídico das TOS, que se impõe. Caso a ERSE tenha a possibilidade de se pronunciar no âmbito da legislação em preparação pelo governo, as recomendações do CT serão cuidadosamente ponderadas e tidas em conta na análise da solução proposta.

A ERSE partilha da opinião do CT que identifica uma dificuldade de acesso e consulta de informação relativa à TOS. A informação publicada pelos operadores da rede de distribuição de gás natural, imposta por via regulamentar, visa responder a esta necessidade. Não obstante, em função da decisão governamental sobre a TOS, a ERSE ponderará a disponibilização de ferramentas que permitam incrementar a informação disponível sobre a TOS, auxiliando a decisão de consumidores e demais interessados, conforme é solicitado pelo CT.

D.7 INVESTIMENTOS

Em termos de investimentos a Sonorgás encontra-se numa situação particular porque a quase totalidade dos investimentos que se propõe realizar nos próximos anos diz respeito aos investimentos necessários para abastecer os 18 novos pólos de consumo, cujas licenças de distribuição de gás natural lhe foram atribuídas em 2015 pelo Estado enquanto concedente. Assim, esses investimentos suportam-se em planos de investimento específicos para os novos pólos.

Relativamente à monitorização do investimento, a ERSE continuará a monitorizar todos os investimentos realizados pelos operadores de infraestruturas, no entanto, tal como já evidenciou no seu recente parecer aos PDIRD-GN 2018, a aprovação dos mesmos pelo Estado concedente é de extrema importância no processo de avaliação dos investimentos para efeitos tarifários.

D.8 PREÇOS REGULADOS

A ERSE toma boa nota os comentários apresentados.

D.9 TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

Apesar do novo contrato coletivo de trabalho em vigor desde 1 de outubro de 2018, o setor do transporte de mercadorias perigosas encontra-se em evolução. Na sequência da greve dos motoristas de transporte de substâncias perigosas em abril passado, deu-se início a um período negocial entre representantes das duas partes, sendo expectável que venham a ser acordadas alterações com impacto nos custos do transporte de GNL por rodovia. Todavia, à data, não são ainda conhecidas as alterações e a sua data de entrada em vigor, sendo por isso difícil estimar os custos a ocorrer no ano gás que se inicia.

É assim difícil, à data, encontrar o necessário equilíbrio entre o controlo de custos do transporte de GNL por via rodoviária (eficiência) e a opção de perequação de custos que está na base do atual modelo.

A ERSE admite como possível que os custos não recuperados por este mecanismo sejam refletidos nos custos de aprovisionamento, pelo que importa que o estudo a desenvolver analise as diferentes componentes de custo de modo a assegurar para cada uma delas uma razoável uniformidade tarifária. O estudo deve, entre outros, abordar os seguintes temas:

- Análise da experiência de aplicação do mecanismo vigente;
- Comparação entre os custos de transporte rodoviário de GNL e por gasoduto;
- Análise dos custos de mercado para transporte rodoviário de GNL;
- Análise de alternativas ao mecanismo de perequação de custos;
- Análise do pressuposto vigente de que os clientes abastecidos por UAG suportam os custos da rede de transporte e do uso global do sistema;
- Envolvimento dos vários comercializadores e da ERSE.

Tendo em conta o exposto, em especial a incerteza existente, a ERSE considera prudente manter a proposta submetida ao CT, sem prejuízo das alterações que se revelem necessárias na sequência do estudo proposto pela ERSE sobre este tema, eventualmente em revisão extraordinária deste mecanismo ou dos seus parâmetros. Este estudo deve iniciar-se o mais rapidamente possível.

D.10 PROVEITOS PERMITIDOS

D.10.1 PROVEITOS UNITÁRIOS MÉDIOS

A ERSE toma boa nota da análise efetuada pelo CT e reconhece a sua importância, por forma a aferir se o custo médio por infraestrutura registado em Portugal é competitivo, quando comparado com um mercado mais maduro, como é o mercado espanhol. Esta evolução é o resultado da aplicação da metodologia de regulação por incentivos, que tem permitido promover uma gestão eficiente das infraestruturas, sem pôr em causa o equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas.

D.10.2 PROVEITOS E PROCURA

A monitorização da procura é um exercício fundamental, tendo em conta que nas atividades de transporte e distribuição, os desvios tarifários estão fortemente associados a desvios de faturação, devidos à volatilidade da procura.

Nesse sentido, a ERSE tem desenvolvido esforços para implementar medidas que visam mitigar variações tarifárias devidas a flutuações da procura, pelo que se congratula pelo reconhecimento por parte do CT dos resultados obtidos com a aplicação dessas medidas.

D.10.3 NÍVEL DE PROVEITOS

A monitorização do equilíbrio económico financeiro das empresas é efetuada de forma continuada pela ERSE, analisando para este efeito, não apenas a informação enviada pelas empresas para cálculo dos proveitos permitidos, como também a informação financeira que consta das suas contas estatutárias.

Os resultados desta monitorização são tidos em conta na definição por parte da ERSE dos proveitos permitidos das empresas reguladas e, em particular, dos parâmetros em vigor durante os períodos regulatórios. Assim, a definição dos parâmetros regulatórios é efetuada tendo em conta os contextos financeiro, económico e legal em que as atividades são exercidas, bem como a evolução perspectivada para esses contextos.

Esta preocupação foi reforçada com a aplicação do princípio da partilha, entre consumidores e empresas, dos resultados alcançados por estas últimas, que é definido no Regulamento Tarifário em vigor. Este

princípio foi tido em conta, por exemplo, na redefinição para o próximo período regulatório das bases de proveitos das atividades sujeitas à regulação por incentivos.

Assim, a ERSE tem tido em consideração as especificidades das atividades reguladas, o que justifica que no setor do gás natural, ao contrário do setor elétrico, continua a ser aplicado nos proveitos que recuperam os custos com os investimentos em todas as atividades uma metodologia do tipo *rate of return*, que procura garantir a remuneração, a uma taxa previamente definida, dos ativos entrados em exploração²⁸.

No que diz respeito à contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), que visa financiar mecanismos que promovam a sustentabilidade sistémica do setor energético, a sua não consideração no cálculo da taxa de remuneração decorre, simplesmente, da aplicação do seu quadro legal.

Assim, a lei que enquadra a CESE é explícita relativamente à sua repercussão tarifária. O regime da CESE aprovado pelo artigo 228º, da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual, refere no número 1, do artigo 5º o seguinte: “As importâncias suportadas pelos sujeitos passivos a título de contribuição extraordinária sobre o setor energético não são repercutíveis, direta ou indiretamente, nas tarifas de uso das redes de transporte, de distribuição ou de outros ativos regulados de energia elétrica e de gás natural, previstas nos regulamentos tarifários dos respetivos setores, **não devendo a contribuição ser considerada, designadamente, para efeitos de determinação do respetivo custo de capital.**”

Desta forma, a ERSE tem-se limitado a agir em consonância com o quadro legal em vigor, não fazendo repercutir nas tarifas, os valores da CESE.

Refira-se ainda, que seja conhecimento da ERSE, alguns dos grupos económicos regulados do setor do gás natural, não têm procedido ao pagamento da CESE devida no cumprimento da legislação em vigor.

D.11 INJEÇÃO DE BIOMETANO NA REDE DE GÁS NATURAL_TG

A ERSE reconhece a necessidade de considerar este tema na regulamentação. Assim, na próxima revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural prevê-se introduzir as regras

²⁸ Como nos proveitos que procuram recuperar os gastos com operação e manutenção é aplicado uma regulação do tipo *price cap*, a capacidade das empresas em conseguir obter essa taxa de remuneração dependerá, na prática, do seu desempenho em alcançar as metas definidas pelo regulador para esses gastos.

para a injeção de biometano na rede de gás natural, designadamente os requisitos de qualidade, odor e pressão do gás.

E. PÂRAMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019

E.1 TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

E.1.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL MÉDIO PONDERADO (CCMP)

E.1.1.1 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2020-2023

A ERSE toma boa nota os comentários apresentados.

E.1.1.1.1 DETERMINAÇÃO DO PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

A consideração da manutenção do prémio de risco de Portugal foi decidida tendo em conta a incerteza ainda presente na economia portuguesa, a capacidade de diversificação deste risco e a continuidade da metodologia aplicada. A diferença de resultado do prémio de risco país agora definido (2,16%), face ao definido para o anterior período regulatório (1,68%) tem origem, por um lado, na metodologia de cálculo que dá continuidade à metodologia considerada para o setor elétrico e, por outro lado, na redução da média das *yields* dos países com *rating* AAA

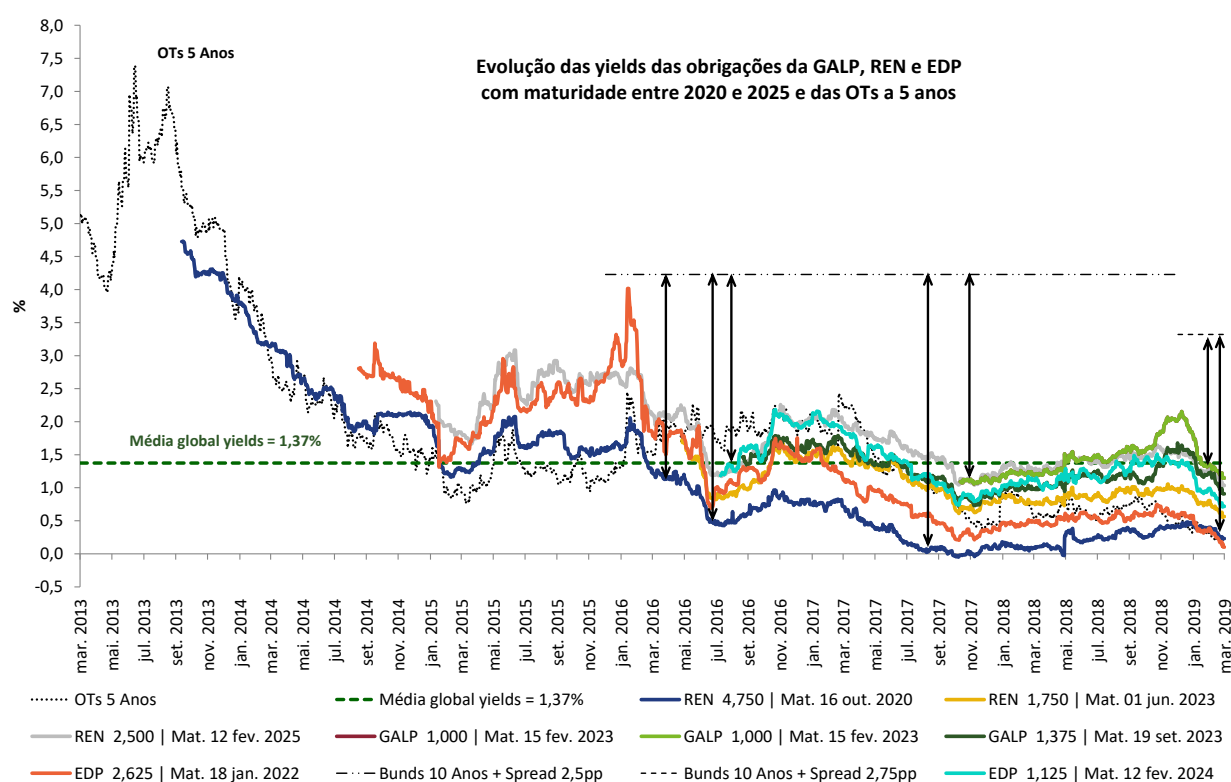
No anterior período regulatório, teve-se em consideração um período mais alargado de dados e de países, por força da maior incerteza existente na altura de definição dos parâmetros. A média das *yields* dos países com *rating* AAA era, à altura, de 3,48%, sendo o valor correspondente para o atual período de 0,57%. Desta forma, o incremento do prémio de risco de Portugal teve por base, em grande medida, a redução do valor base da média das *yields* dos países com *rating* AAA, que passou de 4 para 2 países, que não teve uma evolução da mesma ordem nas *yields* das OT nacionais.

E.1.1.1.2 PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

Em 2016 as *yields* de diferentes obrigações das empresas encontravam-se em valores inferiores às *yields* das OT a 5 anos. Durante 2018 e no início de 2019, apesar da redução da maturidade dessas mesmas obrigações das empresas, a redução das *yields* das OT a 5 anos (e também das Bund a 10 anos), que, sendo

per si um *benchmark*, mantêm uma maturidade constante, não se refletiu numa redução tão acentuada das obrigações das empresas, que poderia ser, inclusivamente, mais acentuada, fruto da redução implícita da maturidade das mesmas. Desta forma, observa-se um alargamento dos *spreads* entre os custos de financiamento implícitos nas *yields* das obrigações das empresas que detêm este tipo de instrumentos de dívida, que teriam, inclusivamente vantagem sobre as outras empresas que não têm acesso a estes instrumentos de dívida mais favoráveis. Assim, tendo em consideração a repercussão muito mais lenta e, inclusivamente, menos acentuada, nos custos de financiamento das empresas reguladas, o *spread* foi alargado para ter em consideração esse desfaseamento e essa não repercussão direta da redução das *Bund* a 10 anos nos custos de financiamento das empresas.

Figura 1 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2020 e 2025 e das OT a 5 anos



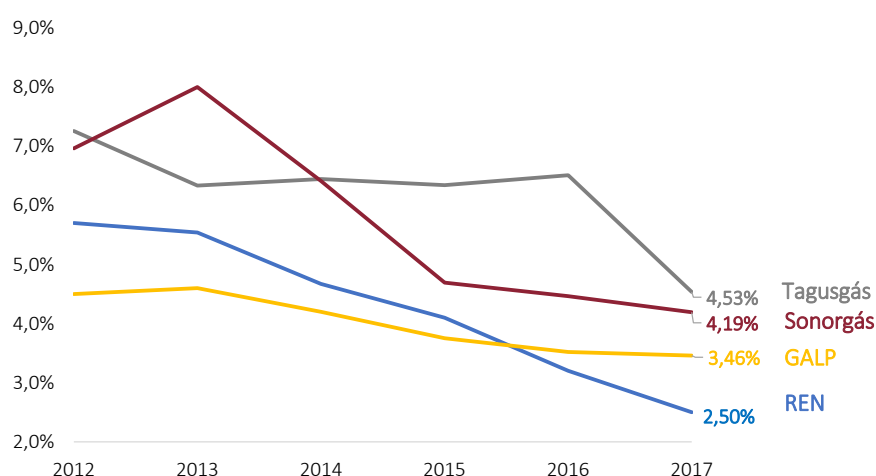
Fonte: ERSE, Reuters

De facto, mesmo com o incremento do *spread* em 0,25pp, observa-se uma redução do custo do capital alheio (o valor das *Bund* a 10 anos acrescido do *spread* - ver Figura) de 4,23%, no anterior período regulatório, para 3,32% no atual período regulatório, para efeitos de cálculo da taxa de remuneração dos

ativos. Estes valores são definidos tendo em consideração uma multiplicidade de fatores e de dinâmicas entre os mesmos, nomeadamente a evolução dos mercados financeiros, a evolução dos mercados de dívida de obrigações dos grupos económicos em que se inserem as empresas reguladas, a evolução dos custos de financiamento dos diferentes grupos económicos, incluído os grupos económicos de menor dimensão, sem acesso a condições de emissão de dívida mais favoráveis e as expectativas futuras para cada um desses múltiplos fatores e dinâmicas.

Na Figura são apresentados os custos médios da dívida que apresentam as diferentes evoluções e que mostram as diversas dinâmicas de evolução e os diferentes níveis de custo da dívida que são tidos, igualmente, em consideração na definição do *spread* a definir para cada período regulatório.

Figura 2 - Custo médio da dívida da GALP, REN, Sonorgás e Tagusgás



Fonte: ERSE, GALP, REN, Sonorgás, Tagusgás

Assim, tendo em conta todas estas evoluções e todos os diferentes fatores que influenciam o custo médio da dívida, a ERSE entendeu que se justificava o incremento do prémio de risco da dívida em 0,25pp, por forma a garantir uma maior adequação entre o custo de capital alheio implícito na taxa de remuneração dos ativos e as condições de financiamento que atualmente beneficiam as empresas reguladas.

E.1.2 OPEX

O CT refere, na sua consideração geral sobre a taxa de remuneração de ativos, que esta “... tem vindo a baixar progressivamente atingindo hoje, em média, cerca de 55% do valor inicial.” e que “... tendo em conta

esta trajetória e a sua preocupação com a perenidade do sistema no longo prazo, solicita ao regulador, dada a complexidade e impacto desta variável, que abra espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do Setor”. Espelhando o comentário do CT uma preocupação relativamente à diminuição desta mesma taxa de remuneração dos ativos, que não se reflete nos dois pontos anteriores.

As diferenças evidenciadas pelo CT entre a evolução das parcelas que compõem a taxa de remuneração dos ativos e a própria taxa, exemplificam a complexidade das relações inerentes ao seu cálculo. A taxa de remuneração dos ativos resulta de uma multiplicidade de variáveis e dinâmicas que são avaliadas, tendo em conta uma metodologia que se pretende coerente e que tem por base, entre outros princípios, o princípio da estabilidade regulatória.

A conjugação do princípio da estabilidade regulatória com a garantia do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, quando geridas de forma adequada e eficiente, definidas nos estatutos da ERSE, resultam, naturalmente, na adaptação dos parâmetros regulatórios, tais como as taxas de remuneração, ao contexto económico e regulamentar vigente e não controlável pelas empresas.

No que diz respeito à taxa de remuneração, o contexto financeiro é de maior importância, sendo que o mesmo caracterizou-se nos últimos anos por taxas de juro historicamente baixas. Registe-se, por exemplo, que as *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos representam atualmente apenas 1/3 do valor médio verificado em 2008.

Assim, apesar da multiplicidade de fatores que justificam a evolução do custo de capital das atividades reguladas, e, conseqüentemente, que essa evolução não se poder resumir à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro, o facto desta variável ser utilizada como indexante, parcial, da taxa da remuneração, justifica que a mesma possa ser considerada uma referência válida da evolução do contexto financeiro.

Neste prisma, a diminuição da taxa de remuneração destacada pelo CT da ERSE é totalmente compreensível.

Relativamente à solicitação do CT, para que regulador abra espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do Setor, a ERSE sempre esteve, e sempre estará, disponível para esse mesmo debate e avaliação. A indexação, parcial, das taxas de remuneração dos ativos, à evolução das *yields* das obrigações do Estado, metodologia única a nível europeu, é disso exemplo.

E.2.1 OPEX DA RNTIAT_PF

Na fixação dos parâmetros regulatórios para o período regulatório 2020-2023, a ERSE, à semelhança de exercícios anteriores, procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) das diversas atividades reguladas, tendo em conta as suas especificidades.

No caso da atividade de Transporte de gás natural, a análise da evolução dos custos de OPEX permitiu constatar que a empresa concessionária da rede de transporte, conseguiu, desde 2010 (primeiro ano de aplicação de metas de eficiência à atividade de Transporte), reduzir significativamente os seus custos reais com OPEX, mas que, apesar das metas de eficiência aplicadas pelo regulador, continua a obter um nível de OPEX aceite em ajustamentos, bastante superior aos seus custos reais. Dito de outra forma, os seus proveitos permitidos apesar de decrescerem, continuam superiores aos seus custos reais, que têm diminuído a um ritmo superior, sendo esta dinâmica exemplificativa das virtudes desta forma de regulação.

Esta tendência tem vindo a acentuar-se desde 2012, sendo que, em 2017, o nível de OPEX aceite foi claramente superior ao OPEX real.

Mesmo após a revisão em baixa do valor da base de proveitos permitidos para o novo período regulatório, que reflete o princípio de partilha de ganhos de eficiência entre empresa e consumidores, continua a existir um diferencial relevante entre o nível da base de custos aceites e o nível de custos previstos. Desta forma, foi fixada para o novo período regulatório, uma meta de eficiência de 3% (deduzida da inflação), igual à do período regulatório anterior, e superior à que seria aplicada caso a totalidade dos ganhos fossem transferidos para os consumidores, de modo a garantir ao longo do período regulatório uma maior partilha com os consumidores dos ganhos de eficiência alcançados pela empresa.

Os custos com a eletricidade na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GN, estão relacionados em grande parte com as quantidades de GNL regaseificado, devido aos processos de recirculação de GNL nas instalações e com o custo unitário da eletricidade.

Na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, optou-se por passar a recuperar todos os custos com a eletricidade, a partir do período regulatório 2020-2023, através da parcela variável que se encontra indexada ao consumo de energia ativa, reforçando essa componente de custos em relação aos anteriores períodos regulatórios e garantindo assim uma maior adequação entre os proveitos permitidos e a natureza dos custos recuperados. Assim, procedeu-se à calibração da parcela, que evolui em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP e um fator de eficiência.

O custo com a energia consumida varia com a evolução verificada do seu preço no mercado grossista, deduzida de um fator de eficiência de 2%. Este fator pretende incentivar a empresa a proceder à contratação eficiente do fornecimento de eletricidade, escolhendo as melhores ofertas disponíveis no mercado, que se adequem à natureza do seu consumo.

E.2.2 OPEX DA DISTRIBUIÇÃO

E.2.2.1 BASE DE CUSTOS E INDUTORES

A proposta da estrutura de custos dos ORD definida pela ERSE para o próximo período regulatório considera um menor peso dos custos fixos nas empresas licenciadas. Neste contexto, o CT refere não ser evidente que estas empresas, por serem de menor dimensão, possam acomodar mais facilmente esta tipologia de custos comparativamente às empresas de maior dimensão sugerindo uma melhor justificação desta proposta ou a manutenção do parâmetro. A definição da proposta da estrutura de custos, tal como plasmado do documento de parâmetros, foi suportada nos resultados da análise econométrica efetuada que justificou uma distinção da estrutura de custos das empresas licenciadas comparativamente às empresas concessionadas, mais especificamente, a existência de um menor peso dos custos fixos para as empresas licenciadas. Refira-se que esta característica apontada às empresas de menor dimensão é também suportada na literatura económica. Nesta é referido que as empresas de menor dimensão apresentam uma maior flexibilidade, isto é, uma maior capacidade de adaptação às alterações do meio envolvente (ver, por exemplo, Villalba, 2006; Minovic et al, 2016 e Bartz e Winkler, 2016).

Adicionalmente, temos que considerar a própria especificidade das empresas em causa. À exceção da Sonorgás, que se encontra numa fase de acentuado crescimento conforme o exposto no documento de parâmetros, as restantes quatro empresas licenciadas são empresas do grupo GALP. Desta forma, estas empresas estão inseridas num grupo económico do setor energético de dimensão muito relevante que lhes permite incorporar uma estrutura de custos mais flexível comparativamente a outras empresas de menor dimensão que não usufruem deste tipo de afiliação económica.

E.2.2.2 EFICIÊNCIA

O CT solicita uma pronúncia da ERSE relativamente à alteração da metodologia de suporte à definição das metas de eficiência dos ORD. Tal como referido no documento de parâmetros para 2020 a 2023, foi

mantido os procedimentos metodológicos utilizados para a análise da eficiência para o período regulatório de 2016 a 2019, incluindo a utilização de três modelos associados à variável dependente custos de exploração líquidos e relacionados com os principais indutores de custos desta atividade e validados pelas análises efetuadas na definição dos parâmetros dos anteriores períodos regulatórios.

Contudo, durante a avaliação dos resultados obtidos para o presente período regulatório constatou-se que a utilização de apenas dois modelos permitia uma definição mais robusta dos dois grupos de empresas menor eficiência.

Importa reforçar que, de um modo geral, os resultados obtidos na análise efetuada no anterior período regulatório, não se afastam muito dos atuais.

Finalmente, importa ainda realçar que a maior capacidade das empresas em atingirem as metas definidas no anterior período regulatório permitiu à ERSE, por um lado, aproximar pela primeira vez a base de proveitos permitidos dos custos reais das empresas e, por outro lado, rever em baixo os fatores de eficiência.

Adicionalmente, a ERSE esclarece que a metodologia econométrica do índice de Malmquist que suportou a análise da eficiência associada ao progresso tecnológico foi aplicada ao período de 2013 a 2017, garantindo assim uma maior estabilidade no cálculo deste fator. Deste modo, o valor de 2% resulta da média dos valores anuais obtidos para o *frontier shift index effect*.

E.2.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O CT recomenda que a ERSE preste uma maior atenção às condições de equilíbrio financeiro dos comercializadores de último recurso (CUR) e uma monitorização das opções metodológicas, por considerar que a indexação dos seus custos operacionais aceites ao número de clientes poderá representar um potencial de criação de constrangimentos operacionais. A ERSE partilha estas preocupações, acompanhando atentamente a evolução da atividade de comercialização de último recurso retalhista.

Neste particular, a ERSE, na preparação do próximo período de regulação, teve em conta as atuais circunstâncias do mercado e toda a informação relevante, sem descurar as condições em que aquela atividade é desempenhada. A título exemplificativo, recorda-se o exposto no ponto 4.2, do documento “Parâmetros de Regulação para o período de 2020 a 2023”, sobre a evolução da atividade dos CUR. É

patente que, apesar da extinção de tarifas reguladas estar prevista para o final de 2020, o ritmo de saída dos clientes para o mercado reduziu-se significativamente nos últimos dois anos, invertendo a tendência de quebra acentuada no número de clientes que se observou entre 2012 e 2015. O abrandamento da diminuição da atividade dos CIR justifica a manutenção da indexação dos custos aceites ao número de clientes, bem como a revisão em alta do peso dos custos fixos na estrutura de custo. Sublinhe-se que essa revisão decorreu das análises efetuadas com recurso a métodos paramétricos e a questionários enviados a empresas, cujos resultados constam do documento de parâmetros acima referido.

E.2.4 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O princípio da aditividade tarifária necessita de ser devidamente articulado com a aplicação de outros princípios, designadamente a proteção dos clientes face à evolução das tarifas. Este último princípio é assegurado através dos mecanismos de limitação de acréscimos por termo tarifário. A aprovação das tarifas a vigorarem em cada ano é orientada pela aplicação holística destes dois princípios gerais.

O CT nota que na atual proposta de tarifas o diferencial entre a tarifa transitória de venda a clientes finais e a tarifa aditiva foi agravado face às tarifas estabelecidas para o ano gás 2018-2019, em todos os escalões de consumo, notando-se um comportamento especialmente divergente no escalão 1 da BP<, que surge como favorecido.

Devido ao início de um novo período de regulação os custos incrementais da atividade da rede de distribuição foram alterados, o que conduziu à alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição e conseqüentemente à alteração da estrutura das tarifas de venda a clientes finais aditivas para as quais as tarifas de venda a clientes finais transitórias devem convergir.

Num processo de descida generalizada de tarifas a opção tomada pela ERSE foi a de garantir que nenhum consumidor observasse acréscimos tarifários em termos reais, ou seja, não permitir acréscimos de preços superiores à taxa de inflação (1,5%). Esta opção conduziu à situação identificada pelo CT.