

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO
GÁS 2013-2014
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO
2013-2016**

Junho 2013

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	Variações tarifárias	2
0.2	Principais determinantes da evolução dos custos	6
1	INTRODUÇÃO	19
2	PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE.....	21
2.1	Aspectos relevantes para a determinação dos proveitos permitidos.....	25
2.2	Proveitos permitidos para cada atividade	43
2.2.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	43
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	44
2.2.3	Gestão Técnica Global do SNGN	47
2.2.4	Transporte de gás natural	48
2.2.5	Distribuição de gás natural.....	49
2.2.6	Compra e Venda de gás natural	54
2.2.6.1	Comercializador de último recurso grossista	54
2.2.6.2	Comercializador de último recurso retalhista	56
2.2.7	Comercializador de último recurso retalhista	59
2.3	Parâmetros para a definição das tarifas	62
2.4	Compensação e transferências entre entidades reguladas.....	67
2.4.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	67
2.4.2	Transferência dos comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição	68
2.4.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	69
2.4.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP	69
2.4.3.2	Custos com o financiamento da tarifa social do operador da rede de distribuição	70
2.4.4	Compensações dos comercializadores	71
2.4.4.1	Transferência entre operadores de armazenamento subterrâneo.....	75
2.4.4.2	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL	76
3	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2013-2014	77
3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	82
3.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL	82
3.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL.....	83
3.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL	83
3.1.4	Preço de Trocas Reguladas de GNL	84
3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	86
3.3	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural ..	87
3.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	87
3.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	89
3.4	Regime transitório aplicável às tarifas das infraestruturas de alta pressão	96

3.4.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	96
3.4.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL	96
3.4.1.2	Preços do serviço de armazenamento de GNL	97
3.4.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL	97
3.4.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	97
3.4.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	98
3.5	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural	100
3.5.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	100
3.5.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	102
3.5.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	103
3.5.3.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	103
3.5.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >	106
3.5.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <	107
3.6	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	108
3.6.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	108
3.6.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	108
3.6.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	109
3.6.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	109
3.6.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	110
3.7	Tarifas de Acesso às Redes	110
3.7.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	110
3.7.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	112
3.7.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	114
3.8	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas	115
3.8.1	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	116
3.8.2	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	119
3.9	Tarifa Social	120
3.9.1	Tarifa Social de Acesso às Redes	122
3.9.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	122
4	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2013-2014	125
4.1	Enquadramento regulamentar	125
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas	125
4.3	Preços a vigorar no ano gás 2013-2014	126

4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	126
4.3.2	Encargos com a rede a construir	128
4.3.3	Preço de leitura extraordinária	128
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	129
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)	129
4.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural.....	130
5	CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA	133
6	ANÁLISE DE IMPACTES	135
6.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade	135
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	135
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	136
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	137
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	138
6.1.5	Tarifas de Uso da rede de distribuição	139
6.1.6	Tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	140
6.1.7	Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	141
6.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes.....	142
6.2.1	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2013-2014	146
6.3	Impacte no preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	147
6.4	Estrutura do preço médio de venda a clientes finais em 2013-2014	148
6.4.1	Estrutura do preço médio da tarifa transitória de venda a clientes finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	148
6.4.2	Estrutura do preço médio de venda a clientes finais	148
	ANEXOS	151
	ANEXO I SIGLAS	153
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	157
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016”	161
	ANEXO IV RESPOSTA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016”	209

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	4
Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais	4
Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas de acesso às redes	4
Quadro 0-4 - Variação anual das tarifas por atividade.....	5
Quadro 0-5 - Variação da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	5
Quadro 0-6 - Variação da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	5
Quadro 0-7 - Pressupostos	6
Quadro 0-8 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas.....	10
Quadro 0-9 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014.....	11
Quadro 0-10 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014	11
Quadro 0-11 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014	12
Quadro 0-12 - Transferências para a parcela I da UGS	13
Quadro 0-13 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano 2013-2014	16
Quadro 0-14 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2013-2014 por atividade	17
Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural.....	22
Quadro 2-2 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos	26
Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014.....	27
Quadro 2-4 - Taxas e <i>spread</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014.....	28
Quadro 2-5 - Principais indicadores	29
Quadro 2-6 - Previsões económicas das empresas	30
Quadro 2-7 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2013-2014	36
Quadro 2-8 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas.....	37
Quadro 2-9 - Reposição da neutralidade financeira por ORD	38
Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014.....	39
Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014	39
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014	40
Quadro 2-13 - Transferências para a parcela I da UGS	41
Quadro 2-14 - Proveitos permitidos Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	44
Quadro 2-15 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem	45
Quadro 2-16 - Proveitos permitidos da Transgás Armazenagem.....	46
Quadro 2-17 - Faturação da REN Armazenagem a transferir para a Transgás Armazenagem	47
Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema.....	48
Quadro 2-19 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural	49

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016

Índices

Quadro 2-20 - Variação anual dos proventos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural	50
Quadro 2-21 - Variação anual do custo unitário de aquisição de gás natural	54
Quadro 2-22 - Proventos permitidos da função de compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	55
Quadro 2-23 - Proventos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	57
Quadro 2-24 - Variação anual dos proventos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	58
Quadro 2-25 - Proventos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	60
Quadro 2-26 - Variação anual dos proventos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	61
Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2013-2014	62
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2013-2014.....	65
Quadro 2-29 - Parâmetros dos operadores de Armazenamento Subterrâneo a vigorar no ano gás 2013-2014.....	65
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2013-2014	65
Quadro 2-31 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2013-2014	66
Quadro 2-32 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2013-2014.....	67
Quadro 2-33 - Compensação entre os ORD no ano gás 2013-2014	68
Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2013-2014	68
Quadro 2-35 – Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2013-2014	69
Quadro 2-36 - Transferências do sobreproveito	69
Quadro 2-37 – Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2013-2014	70
Quadro 2-38 – Custos previstos para o ano gás 2013-2014, no âmbito da tarifa social.....	71
Quadro 2-39 - Transferências mensais da REN em percentagem	71
Quadro 2-40 - Repartição da recuperação de proventos permitidos dos CUR no ano gás 2013-2014	72
Quadro 2-41 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II.....	73
Quadro 2-42 - Transferências UGS I	73
Quadro 2-43 - Transferências UGS II	74
Quadro 2-44 - Transferências mensais da REN em percentagem	75
Quadro 2-45 - Transferências mensais em percentagem entre operadores do armazenamento subterrâneo.....	75
Quadro 2-46 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Terminal de GNL	76
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas.....	78
Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de recepção de GNL.....	82
Quadro 3-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL	83

Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL	83
Quadro 3-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.....	84
Quadro 3-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL	84
Quadro 3-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas	84
Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL.....	86
Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	86
Quadro 3-10 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	87
Quadro 3-11 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	88
Quadro 3-12 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	88
Quadro 3-13 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	88
Quadro 3-14 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema.....	89
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	91
Quadro 3-16 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	92
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída.....	93
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AT	94
Quadro 3-19 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída – contratação exclusivamente mensal	95
Quadro 3-20 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída – contratação anual e mensal	96
Quadro 3-21 - Preço do serviço de receção de GNL da tarifa de curta duração – regime transitório	97
Quadro 3-22 - Preço do serviço de armazenamento de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração – regime transitório.....	97
Quadro 3-23 - Preços do serviço de regaseificação de GNL da tarifa anual – regime transitório.....	97
Quadro 3-24 - Preço do serviço de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração – regime transitório	97
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo – regime transitório.....	98
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada – regime transitório	98
Quadro 3-27 - Preços da tarifa de Uso da rede de Transporte por ponto de saída – regime transitório	99
Quadro 3-28 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada – regime transitório.....	99
Quadro 3-29 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de saída – regime transitório	100
Quadro 3-30 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	101
Quadro 3-31 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	101
Quadro 3-32 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição	102

Quadro 3-33 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	103
Quadro 3-34 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP	105
Quadro 3-35 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	106
Quadro 3-36 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	106
Quadro 3-37 - Preços da tarifa de URD em BP >	106
Quadro 3-38 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	107
Quadro 3-39 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	107
Quadro 3-40 - Preços da tarifa de URD em BP <	107
Quadro 3-41 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	108
Quadro 3-42 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	109
Quadro 3-43 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	109
Quadro 3-44 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	110
Quadro 3-45 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	110
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2013-2014 ...	111
Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	111
Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	111
Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2013-2014	111
Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	112
Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	112
Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2013-2014.....	112
Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2013-2014.....	113
Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	113

Quadro 3-55 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	113
Quadro 3-56 - 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 2013-2014	113
Quadro 3-57 - 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 2013-2014 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	114
Quadro 3-58 - 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 2013-2014 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	114
Quadro 3-59 - 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 2013-2014	114
Quadro 3-60 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2013-2014	115
Quadro 3-61 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás	116
Quadro 3-62 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás	116
Quadro 3-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás	117
Quadro 3-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal	117
Quadro 3-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboagás	117
Quadro 3-66 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás	117
Quadro 3-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás	118
Quadro 3-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás	118
Quadro 3-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás	118
Quadro 3-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás	118
Quadro 3-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	119
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	119
Quadro 3-73 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes	121
Quadro 3-74 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	122
Quadro 3-75 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás	122
Quadro 3-76 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás	123
Quadro 3-77 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás	123
Quadro 3-78 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal	123
Quadro 3-79 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboagás	123
Quadro 3-80 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás	123
Quadro 3-81 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás	124
Quadro 3-82 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás	124
Quadro 3-83 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás	124
Quadro 3-84 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás	124

Quadro 3-85 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	124
Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2013-2014)	127
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2013-2014)	128
Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2013-2014).....	128
Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2013-2014).....	129
Quadro 4-5 - Valores de referência (anos civis de 2013 e 2014)	131
Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna.....	133
Quadro 6-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	135
Quadro 6-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	136
Quadro 6-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	137
Quadro 6-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	138
Quadro 6-5 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	139
Quadro 6-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	140
Quadro 6-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	141
Quadro 6-8 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	142
Quadro 6-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão	143
Quadro 6-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	144
Quadro 6-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	144
Quadro 6-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	145
Quadro 6-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	147

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	7
Figura 0-2 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) nos mercados <i>spot</i> e de futuros para entrega a 6 meses.....	8
Figura 0-3 - Custo unitário total de aquisição de gás natural (à saída).....	9
Figura 2-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	31
Figura 2-2 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) nos mercados <i>spot</i> e de futuros para entrega a 6 meses.....	32
Figura 2-3 - Custo unitário total de aquisição de gás natural (à saída).....	33
Figura 6-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	136
Figura 6-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	137
Figura 6-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	138
Figura 6-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	139
Figura 6-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....	140
Figura 6-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	141
Figura 6-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	142
Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	143
Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	143
Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão.....	144
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	145
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	145
Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013-2014.....	146
Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013-2014.....	146
Figura 6-15 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	147
Figura 6-16 – Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ em 2013-2014.....	148
Figura 6-17 - Estrutura do preço médio de venda a clientes finais em 2013-2014.....	149

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2013-2014 e de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 15 de abril de 2013, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e da Autoridade da Concorrência, para comentários, a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014 e Parâmetros para o Período de Regulação 2013-2016”. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 15 de maio.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos. Até 15 de junho a ERSE elaborou a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2013-2014 e publicou a respetiva diretiva em Diário da República, conforme dispõe o Regulamento Tarifário.

A aprovação das tarifas e preços de gás natural é justificada através do presente documento e dos demais documentos complementares que o acompanham devidamente reformulados tendo em conta a análise do parecer do Conselho Tarifário e dos comentários recebidos. Os documentos que justificam a aprovação das tarifas e preços são divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do Conselho Tarifário e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2013-2014 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 2013-2016. 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 2013-2014.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 são:

1. Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e Parâmetros para o período de regulação 2013-2016;
2. Proveitos permitidos do ano gás 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural;
3. Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015 -2016;
4. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2013-2014;
5. Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014;
6. Ajustamentos referentes aos anos de 2011 e 2012 a repercutir em 2013-2014;
7. Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural

8. Análise dos investimentos do setor do gás natural.

0.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2013-2014, 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, e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas 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.
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas Sociais de Acesso às Redes.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

As tarifas de Acesso às Redes, pagas por todos os consumidores, independentemente do seu modo de participação no mercado, são obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição.

As tarifas integram as diversas alterações decorrentes da revisão regulamentar do setor do gás natural finalizada em abril de 2013, nomeadamente uma nova tarifa de acesso às redes flexível, aplicável aos clientes industriais ligados na rede de transporte ou na rede de distribuição, que facilitará o acesso às redes de gás natural por consumidores com consumos sazonais ou intermitentes.

A alteração do modelo de atribuição de capacidade e de tarifação do uso das infraestruturas de alta pressão irá promover a concorrência no fornecimento de gás natural mediante a adoção de uma nova

estrutura tarifária aplicável ao acesso às infraestruturas de alta pressão (rede de transporte, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo) que facilita as trocas comerciais contribuindo para a integração do mercado português com o espanhol.

Adicionalmente, a tarifa de uso do terminal de GNL considera pela primeira vez um mecanismo de estabilização tarifária que atua de modo a minimizar os efeitos da volatilidade da procura nas infraestruturas do setor de gás natural.

A fixação das tarifas é feita num contexto de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais. O processo de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais iniciou-se, no setor do gás natural, com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³, aprovada pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho. Assim, desde julho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 m³.

O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estendeu o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Nos termos do referido Decreto-Lei, estas tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais foram extintas: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m³; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

Este Decreto-Lei vem também estabelecer um regime transitório em que é imposta aos comercializadores de último recurso a obrigação de continuarem a fornecer estes clientes, sendo-lhes aplicadas tarifas transitórias fixadas pela ERSE. Este período transitório termina: (i) a 30 de junho de 2014, para os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³; (ii) a 31 de dezembro de 2014, para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³ e (iii) a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

Assim, a partir de 1 de janeiro de 2013, as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um caráter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, de acordo com o referido Decreto-Lei.

A variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, em julho de 2013, relativamente ao trimestre anterior, consta do Quadro 0-1.

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

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação 3º Trim 2013/2º Trim 2013
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	3,9%

As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que vigoram entre 1 de julho de 2013 e 30 de junho de 2014, observam uma variação de 0,9% definida pelo Despacho n.º 4261/2013, de 22 de março.

Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais

Tarifa social de Venda a Clientes Finais	Variação 2013-2014/2012-2013
Consumo ≤ 500 m ³ /ano	0,9%

Ao abrigo da legislação específica, os consumidores podem solicitar a aplicação desta tarifa social, junto das entidades competentes, caso 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 aplicáveis são definidas 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 para o período que decorre entre 1 de julho de 2013 e 30 de junho de 2014, relativamente ao período homólogo de 2012-2013, consta do quadro seguinte.

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2013-2014/2012-2013
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	-3,3%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m ³)	14,4%
Clientes em BP < (< 10 000 m ³)	8,0%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

No Quadro 0-4 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 e da tarifa de Uso Global do Sistema, que condicionam a variação das tarifas de acesso às redes apresentadas anteriormente.

Quadro 0-4 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação 2013-2014/2012-2013
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	0%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-27%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-11%
Tarifa de Uso Global do Sistema	28%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	14%

No Quadro 0-5 apresenta-se a variação da tarifa de Energia, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, em julho de 2013, relativamente ao trimestre anterior.

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

Tarifas por atividade	Variação 3º Trim 2013/2º Trim 2013
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	0,0%

No Quadro 0-6 apresenta-se a variação da tarifa de comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, relativamente ao período homólogo de 2012-2013.

**Quadro 0-6 - Variação da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou
iguais a 10 000 m³/ano**

Tarifas por atividade	Variação 2013-2014/2012-2013
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	0,1%

As tarifas de energia e de comercialização, juntamente com as tarifas de Acessos às Redes, condicionam as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, apresentadas no Quadro 0-1.

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS

PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS

No Quadro 0-7 apresenta-se uma síntese dos pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014.

Quadro 0-7 - Pressupostos

Parâmetros	Valor	
Deflator do PIB	- 2011	0,5%
	- 2012	-0,1%
	- 2013	1,0%
	- 2014	0,8%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2011-2012 (desde 1 de Julho de 2011 a 30 de junho de 2012) acrescida de <i>spread</i>	3,536%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2012-2013 (desde 1 de Julho de 2012 a 27 de Maio de 2013) acrescida de <i>spread</i>	2,160%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2011 acrescida de <i>spread</i>	4,008%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2012 acrescida de <i>spread</i>	2,612%
Custo unitário de aquisição de gás natural	Custo unitário do gás natural, incluindo custos com uso do terminal de GNL, com o uso do armazenamento subterrâneo, com o transporte, com a imobilização das reservas estratégicas e custos de funcionamento do comercializador de SNGN.	3,0 cent€/kWh

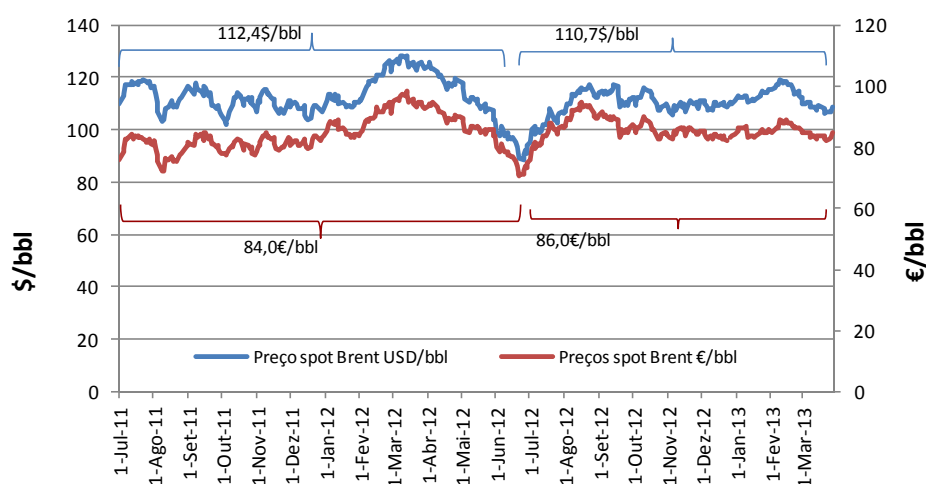
CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL

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

A ERSE analisa a evolução do custo unitário do gás natural, a qual está relacionada com a evolução do custo do petróleo, uma vez que os custos dos contratos de aprovisionamento de gás natural estão indexados aos preços do petróleo e dos seus derivados.

A Figura 0-1 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo ao longo de, praticamente, os últimos dois anos. Denota-se uma tendência de estagnação do preço desta *commodity*, tanto em dólares como em euros.

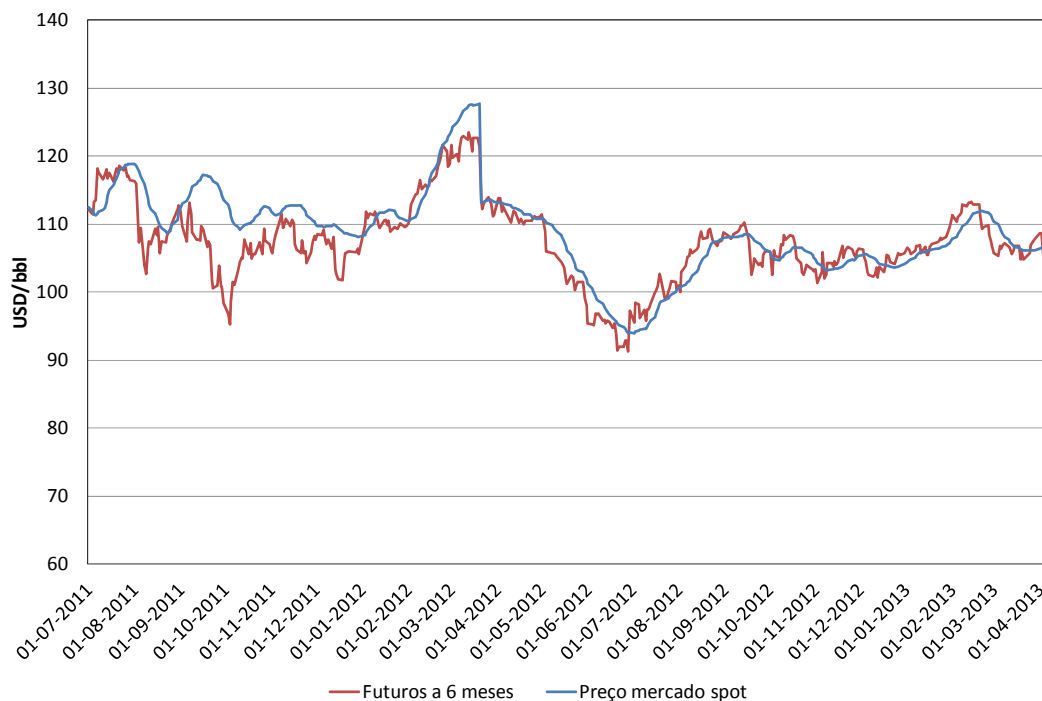
Figura 0-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros



Fonte: Reuters

Perspetiva-se que o preço do petróleo em USD se mantenha à volta dos 110 USD/bbl ao longo de 2013, como se pode observar na figura seguinte que compara a evolução do preço do Brent nos mercados *spot* e nos mercados futuros com entrega a 6 meses.

Figura 0-2 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) nos mercados *spot* e de futuros para entrega a 6 meses

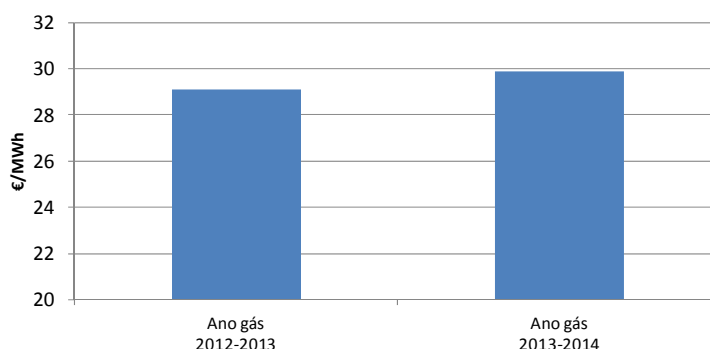


Fonte: Reuters

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda os chamados “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. A Figura 0-3 apresenta o custo unitário de aquisição do gás natural considerado à cerca de doze meses para o ano gás 2012-2013 comparando-o com o valor implícito nas tarifas transitórias do primeiro trimestre do ano gás 2013-2014¹.

¹ O primeiro trimestre do ano gás corresponde ao trimestre que se inicia a 1 de julho.

Figura 0-3 - Custo unitário total de aquisição de gás natural (à saída)



O custo unitário de aquisição do gás natural considerado nas previsões para a atividade de compra e venda de gás natural é cerca de 3,0 cent€/kWh.

METAS DE EFICIÊNCIA

Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores², e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores³ de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Procedeu-se também a uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, e do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa. Na atividade de Armazenamento Subterrâneo, à qual se alargou a regulação por incentivos, procedeu-se ainda a uma avaliação dos potenciais indutores que melhor explicam a evolução dos custos de cada operador.

Com base no trabalho efetuado, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as bases de custos operacionais para 2013, as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2014, 2015 e 2016 e os indutores de custo. Para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, foi definido o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL. Foi também definido o custo de capital a aplicar a todas as atividades reguladas de Alta Pressão e à atividade de Distribuição de gás natural.

O Quadro 0-8 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.

² Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”.

³ Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

Quadro 0-8 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,5% a 3,0%
Armazenamento Subterrâneo	1,5% a 4,0%
Transporte de gás natural	1,5%
Distribuição de gás natural	1,5% a 5,8%
Comercialização	3%

SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

Tendo em conta a necessidade de, 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, 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 extraordinários da tarifa de Energia. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, com exceção dos centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um CUR, e apresenta uma estrutura monómia, com um preço de energia.

Após preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário em relação ao impacte provocado pelo acréscimo das tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE para o ano gás 2010-2011, foi decidido proceder à revisão excecional das mesmas, bem como alterar a metodologia de repercussão dos ajustamentos de aquisição de gás natural.

Neste sentido, a ERSE alterou a metodologia de repercussão dos ajustamentos da aquisição de gás natural por ser esta a parcela dos proveitos permitidos que teve o principal impacte no acréscimo da tarifa de acesso às redes dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

De forma a minorar os efeitos deste ajustamento nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, a ERSE definiu que a repercussão não se efetue de uma forma constante em três anos, como consta da definição em vigor dos proveitos permitidos, mas em seis anos e de uma forma progressiva. Esta metodologia encontra-se, em 2013-2014, no seu quarto ano de aplicação.

Relativamente às transferências para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, designadamente, os ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento dos CUR suportados pelos consumidores com consumo abaixo de 10 000 m³, manteve-se o perfil de recuperação em três anos definido nas tarifas em vigor.

Deste modo, surgiu a necessidade de diferenciar a atividade de UGS II cujos montantes associados são suportados pelos consumidores com consumo abaixo e acima de 10 000 m³, respetivamente. Para este efeito, separou-se a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, e respetiva tarifa, em dois segmentos: para os consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Esta alteração foi contemplada na revisão do Regulamento Tarifário efetuada em dezembro de 2010, a qual foi apresentada ao Conselho Tarifário, tendo este emitido parecer favorável. O Despacho n.º 19 339/2010, de 17 de dezembro, publicado em Diário da República n.º 252, Série II, de 30 de dezembro de 2010 aprovou estas alterações do Regulamento Tarifário.

No entanto, o mecanismo de recuperação da dívida em 3 anos terminou no ano gás 2012-2013, pelo que no ano gás 2013-2014 apenas ocorre a recuperação da dívida pelo mecanismo da triangulação a 6 anos.

No Quadro 0-9 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014.

Quadro 0-9 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamento de proveitos diferidos	19 089
Juros de diferimento	1 454
Ajustamentos t-1 e t-2 do CURg e CURr	-28 680
Total	-8 136

Nos Quadro 0-10 e Quadro 0-11 podemos visualizar os valores transferidos para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Quadro 0-10 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-6 691
Juros de diferimento	1 454
Total	-5 237

Quadro 0-11 - Transferências para a UGS II_≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II_≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-2 899
Juros de diferimento	0
Total	-2 899

A separação ao nível do ORT da parcela II da tarifa de UGS pelos dois segmentos de consumidores, com consumos anuais acima de 10 000 m³ e com consumos anuais abaixo ou igual a 10 000 m³, implica que os proveitos recebidos pelo ORT sejam recuperados pelo ORD com idêntica separação por tipo de consumidor. Deste modo, na alteração do Regulamento Tarifário acima referida, procedeu-se a idêntica separação para o operador da rede de distribuição.

EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso sofre uma forte diminuição, pelo que se tornou necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas. De referir que a extinção de tarifas estendeu-se aos restantes clientes, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março.

Assim, se nos poucos clientes que restam na atividade fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores à extinção das tarifas, bem como os custos operacionais da atividade extinta haveria um impacto desproporcionado nos clientes que permanecem no CUR, o que tornaria incomportável o valor das respetivas tarifas. No entanto, caso as empresas reguladas não fossem compensadas por esta situação, o seu equilíbrio económico-financeiro seria seriamente afetado.

Esta situação, originou a existência de um diferencial resultante da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização e os proveitos permitidos. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de UGS.

No Quadro 0-12 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

Quadro 0-12 - Transferências para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	518
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	25 604
Total	26 122

TARIFA SOCIAL

A liberalização do mercado de gás natural, a par da volatilidade dos custos da energia tornou necessário adotar medidas que garantam o acesso dos consumidores economicamente vulneráveis ao serviço de bens essenciais, nomeadamente o fornecimento de gás natural. Neste sentido foi publicado o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que procede à criação da tarifa social, de venda de gás natural a clientes finais economicamente vulneráveis.

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2013-2014, incorporam na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema os custos com o financiamento da tarifa social a recuperar pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. O valor recuperado é devido ao operador da rede de distribuição devendo ser transferido nos moldes definidos no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

No final do ano de 2012 e início do ano 2013 foi emitida diversa legislação do setor do gás natural, sendo que alguns diplomas têm impacte no cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas e consequentemente no cálculo das tarifas de gás natural para o ano gás 2013-2014 e seguintes, designadamente:

1. Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro – procede à quinta alteração do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e completa a transposição da Diretiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.
2. Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro – procede à terceira alteração do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho e conclui a transposição da Diretiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho. De entre as várias alterações decorrentes deste diploma

destaca-se a alteração na aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista e a definição de um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado.

3. Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro – estabelece o alargamento do prazo para a aplicação das tarifas transitórias para clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³.
4. Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro – procede à fixação da data para extinção do período de aplicação das tarifas transitórias para clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ para 30 de junho de 2014.
5. Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro – estabelece o regime sancionatório do setor energético.
6. Despacho n.º 4261/2013, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, de 22 de março – fixa o limite máximo de variação da tarifa social entre os anos gás 2012-2013 e 2013-2014 em 0,9%;

Ocorreram também alterações regulamentares no âmbito da revisão regulamentar para o novo período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, cujo impacte em proveitos é significativo. Dessas alterações, destacam-se as seguintes:

1. Criação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no terminal de GNL, com vista a diminuir o impacte dos mesmos nas tarifas definidas anualmente para aquela estrutura. Este mecanismo possibilita, dentro de determinadas bandas, a recuperação de parte dos custos do operador do terminal, através da tarifa de UGS I, com base na evolução do proveito unitário face ao valor previsto em tarifas de t-1. Este mecanismo exige a definição anual de um parâmetro que correspondente ao acréscimo do proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t.
2. Alteração da metodologia de regulação da atividade de armazenamento subterrâneo de custos aceites para uma regulação por incentivos.
3. Consideração dos custos com a plataforma de mudança de comercializador, a repercutir na parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, de acordo com a legislação em vigor.
4. Introdução do mecanismo de penalização do sobreinvestimento dos operadores de rede de distribuição. Com esta medida pretende-se evitar os investimentos excessivos, não devidamente justificados, face aos projetados no início do período de regulação, através da fixação de uma taxa de remuneração inferior a aplicar ao diferencial entre os investimentos propostos inicialmente e os efetivamente realizados, sempre que não haja justificação plausível para o referido desvio.
5. Proveitos permitidos relativos à compra e venda de gás natural passam a ser calculados com a média dos anos civis s e s+1.
6. Explicitação das formas de aprovisionamento do comercializador de último recurso grossista, através da separação da atividade de compra e venda de gás natural em duas funções: compra e venda,

diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de provisionamento de longo prazo e compra e venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

7. Inclusão de um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado, de acordo com o estabelecido no n.º 3 do Artigo 42.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. A definição do mecanismo será objeto de subregulamentação.
8. Referência à aplicação dos ajustamentos de s-1 condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários em todas as atividades.
9. Inclusão do princípio de indexação do custo de capital.

BALANÇO DE ENERGIA DO SETOR DO GÁS NATURAL

O balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2013-2014 condiciona os preços das tarifas de uso das infraestruturas e os preços das tarifas de venda a clientes finais. Com efeito as tarifas dependem, por um lado, do nível de custos das várias atividades do setor e, por outro lado, do nível da procura de gás natural a satisfazer. No quadro seguinte apresenta-se o balanço e fluxos de energia do sistema nacional de gás natural.

Quadro 0-13 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano 2013-2014

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	27 047
	1.1 Campo Maior	26 759
	1.2 Valença do Minho	288
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	27 461
	2.1 Injecções RNT	26 625
	2.2 Camião cisterna	836
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	683
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	55 191
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	54 354
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	11
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	853
	8 Centros electroprodutores	13 225
	9 Clientes industriais em AP	15 658
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	54 300
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	54
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	53 436
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	24 553
16	16 Redes abastecidas por UAG	644
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 197
	Saídas da RNDGN	
	15 Clientes em MP	17 238
	16 Clientes em BP	7 915
	16.1 Clientes em BP>	3 789
	16.2 Clientes em BP<	4 125
	17 Perdas e autoconsumos na RNDGN	45
18=15+16+17	18 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	25 197

PROVEITOS A RECUPERAR NAS ATIVIDADES REGULADAS DO SETOR DO GÁS NATURAL

O Quadro 0-14 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2013-2014, por atividade.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016

Sumário executivo

Quadro 0-14 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2013-2014 por atividade

	Unidade: 10 ³ EUR			
	Proveitos a recuperar 2013-2014	Proveitos a recuperar Tarifas 2012/2013	Variação	
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL [a]	38 738	46 597	-7 858	-16,9%
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural [b]	18 903	20 748	-1 846	-8,9%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural [c]	159 411	173 122	-13 711	-7,9%
Proveitos da atividade de transporte de gás natural	116 611	136 652	-20 041	-14,7%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I	50 935	31 081	19 854	63,9%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II	-8 136	5 388	-13 524	-251,0%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	361 264	353 187	8 077	2,3%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS	23 383	13 178	10 205	77,4%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	23 383	12 830		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]	0	-678		
Custos com financiamento da tarifa social [e]	349	331		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	-1 985	2 047	-4 032	-197,0%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	-3 003	2 027		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS [f]	-1 018	-20		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<	-4 546	3 231	-7 777	-240,7%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	-2 899	3 052		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [g]	1 647	-179		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT	35 469	33 122	2 347	7,1%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	38 651	46 537		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [h]	3 182	13 415		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural [i]	308 943	301 609	7 334	2,4%
Proveitos do comercializador de último recurso grossista [j]	87 717	131 998	-44 281	-33,5%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	87 717	131 998	-44 281	-33,5%
Proveitos dos comercializadores de último recurso		0		
Proveitos da Comercialização de último recurso em regime transitório a grandes clientes	0	2 127	-2 127	-100,0%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes	0	1 748	-1 748	-100,0%
Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes	0	320	-320	
Proveitos da atividade de Comercialização a grandes clientes [k]	0	60	-60	-100,0%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	14 282	24 287	-10 005	-41,2%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	9 586	16 159	-6 573	-40,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	4 341	7 545	-3 205	
Proveitos da função de Comercialização [l]	356	584	-228	-39,1%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³	206 603	292 576	-85 973	-29,4%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	77 814	114 092	-36 278	-31,8%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	104 505	145 794	-41 290	
Proveitos da função de Comercialização [m]	24 285	32 690	-8 405	-25,7%
Total dos proveitos a recuperar [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]+[m]	634 193	694 538	-60 345	-8,7%

Nota:

Os ajustamentos incluídos nos proveitos dos ORD, decorrentes dos acessos, são ajustamentos de faturação criados neste operador que fazem parte integrante desses acessos.

Os custos dos ORD decorrentes da aplicação das tarifas de UGS e de URT não são incluídos nos proveitos permitidos totais, uma vez que, consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos da atividade de UGS e URT do ORT para os CUR.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário submeteu-se 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 2013-2014 e Parâmetros para o período regulatório 2013-2016”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante.

As tarifas e preços, para o ano gás 2013-2014, foram estabelecidas nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho e do Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho e tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2013-2014 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano 2011, os estimados para o ano 2012 e ano gás 2012-2013 e os previsionais dos anos 2013 e 2014 enviados pelas seguintes empresas reguladas:

- REN Atlântico, Terminal da GNL, S.A.;
- Transgás Armazenagem, S.A.;
- REN Armazenagem, S.A.;
- REN - Gasodutos, S.A.;
- Transgás, S.A.;
- Distribuidoras regionais e Comercializadores de último recurso: Beiragás, Dianagás, Duriensegás, EDP Gás, Lisboagás, Lisboagás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, Portgás, 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 2013-2014, bem como a descrição das principais decisões da ERSE que estão subjacentes aos valores obtidos e os respetivos impactes.
- No capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2013-2014 de acordo com o Regulamento Tarifário.
- No capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2013-2014, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.
- Por último, no capítulo 5 é feita uma análise das variações tarifárias.

2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para as atividades reguladas do setor do gás natural.

Na determinação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos do ano gás 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural”, de “Ajustamentos referentes aos anos de 2011 e 2012 a repercutir em 2013-2014”, de “Parâmetros para o período de regulação 2013-2014 a 2015 -2016”, de “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural” e da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2013-2014”.

No documento de “Proveitos permitidos do ano gás 2013-2014 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.

No documento de “Ajustamentos referentes ao ano 2011 e ao ano 2012 a repercutir em 2013-2014” determinam-se os desvios ocorridos entre os valores previstos para tarifas, os valores faturados pelas empresas nos dois anos antes e as estimativas consideradas dos valores a faturarem no ano anterior.

No documento de “Parâmetros para o período de regulação 2013-2014 a 2015 -2016” explicitam-se os cálculos dos parâmetros determinados para o novo período de regulação, designadamente, metas de eficiência a aplicar a cada uma das atividades reguladas e definição do custo de capital.

No documento de “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”, pretende-se dar a conhecer o desempenho das empresas no âmbito das atividades reguladas no decorrer dos períodos de regulação já passados.

No documento da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2013-2014” 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 permitidos. 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.

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

Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016	Recuperação de proveitos
REN Atlântico, SA Operador do Terminal de GNL	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	OPEX: Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX: Base de ativos a custos históricos (a) Custo com capital alisado a 10 anos Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos reais	Custos de exploração e de investimento Custos com o Plano de Promoção Ambiental (até 2010)	Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de energia Custos com os acessos às redes - <i>pass-through</i> Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação dos restantes custos de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo de 8% 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 Transgás Armazenagem, SA Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	OPEX: custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX: Base de ativos a custos históricos (a) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos reais	Custos de exploração e de investimento Custos com o Plano de Promoção Ambiental (até 2010)	Fator de eficiência entre 1,5% e 4% ao ano para a variação dos custos de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo de 8% indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
REN Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás natural	OPEX: Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX: Base de ativos a custos históricos (a) Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos reais	Custos de exploração e de investimento Custos com o Plano de Promoção Ambiental (até 2010) Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP	Fator de eficiência de 1,5% para a variação dos custos controláveis de exploração Custos com transporte de GNL pr rodovia para UAG's - <i>pass-through</i> Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo de 8% indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
	Gestão Global do SNGN	OPEX e CAPEX: Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais	Custos de gestão do sistema: a) Custos da gestão técnica global do SNGN; b) Custos do operador logístico de mudança de comercializador; c) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; d) Custos de gestão do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (até 2010); e) ERSE e AdC; f) Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR; g) Tarifa social; h) Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de terminal de GNL; i) Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados; j) Custos com a plataforma de mudança de comercializador.	Taxa de remuneração do ativo fixo de 8% indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016	Recuperação de proveitos
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 ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais	a) Custos com aquisição do gás natural ao CSNGN. b) Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte, custos de exploração do CSNGN e custos de imobilização das reservas estratégicas. c) Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.	Incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado	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 ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais	a) Custos com aquisição do gás natural. b) Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte e custos de imobilização das reservas estratégicas. c) 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
6 empresas concessionárias (1) 5 empresas licenciadas (3) Operadores da rede de Distribuição (ORD)	Distribuição de gás natural	OPEX: Regulação por price cap Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta a quantidade de gás natural distribuída e o número de pontos de abastecimento. CAPEX: Base de ativos a custos históricos (a) Regulação por custos aceites Ajustamento da base de ativos	a) Custos de exploração e de investimento. b) Reposição gradual da neutralidade financeira. c) Compensação por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. d) Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP. e) Reavaliação inicial.	Fator de eficiência entre 1,5% e 5,8% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo de 9% indexada às <i>yields</i> das OT Mecanismo de penalização de sobreinvestimento	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	UGS	a) Proveitos a recuperar por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema: <i>pass through</i> de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos decorrentes das parcelas I, II> e II< do uso global do sistema. b) Compensação pela aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema. c) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. d) Tarifa social.		Tarifa de Uso Global do Sistema
	URT	a) Proveitos permitidos por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte: <i>pass through</i> de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos pelo uso da rede de transporte. b) Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.		Tarifa de Uso da Rede de Transporte

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016	Recuperação de proveitos
6 empresas concessionárias (2) 5 empresas licenciadas (3) Comercializadores de último recurso (CUR)	Compra e Venda de gás natural	Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos com aquisição do gás natural ao CURG, em mercados organizados ou através de contratação bilateral, para satisfazer os fornecimentos aos clientes b) 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.			Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição
	Comercialização de gás natural	OPEX: Regulação por <i>price cap</i> Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta o número de clientes.	a) Custos de exploração aceites em condições de gestão eficiente b) Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos c) Provento 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 9% Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração	Tarifa de Comercialização

Tarifa de Venda a Clientes Finais

- a) Na regulação da base de ativos a custos históricos considera-se a remuneração e a amortização do exercício.
- 1) Beiragás, LisboaGás GDL, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás.
 - 2) Beiragás, LisboaGás Comercialização, Lusitaniagás Comercialização, EDP Gás, Setgás Comercialização e Tagusgás.
 - 3) Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.

OPEX – custos operacionais

CAPEX – Custo com capital

2.1 ASPETOS RELEVANTES PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2013-2014 para as empresas das atividades reguladas teve por base, para além dos parâmetros fixados para o período regulatório que se iniciou no ano gás 2013-2014, os factos que se apresentam de seguida.

PROCESSO JUDICIAL INTERPOSTO CONTRA A DECISÃO DO REGULADOR

A ERSE foi notificada em 9 de novembro de 2010 de uma ação administrativa especial interposta pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural, Beiragás, Lisboagás GDL, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás (Autoras) contra a entidade reguladora. Na contestação, as Autoras solicitavam 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, fundamentadas em situações relacionadas com a componente de custos com capital dos proveitos permitidos e as reavaliações sucessivas dos ativos regulados. A ERSE contestou a impugnação apresentada pelas Autoras.

Posteriormente a ERSE foi novamente notificada, em 26 de setembro de 2011, onde as Autoras acima mencionadas, requerem a modificação objetiva da instância, alargando a impugnação. Nesta, foi solicitada a incorporação nos valores das tarifas de 2011-2012 da compensação pelos prejuízos que as mesmas eventualmente sofreram em virtude da fixação das tarifas e preços a vigorarem no ano gás de julho de 2010 a junho de 2011.

A 10 de fevereiro de 2012 a ERSE, pela terceira vez foi notificada de uma nova ação administrativa especial interposta pelas mesmas autoras, impugnando as tarifas 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, fundamentadas essencialmente com as mesmas alegações da ação inicial.

A 6 de novembro de 2012 a ERSE, foi notificada de uma nova ação administrativa especial interposta pelas mesmas Autoras, impugnando as tarifas a vigorarem no ano gás de julho de 2012 a junho de 2013 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, fundamentadas essencialmente com as mesmas alegações da ação inicial, acrescendo à mesma a indemnização dos danos a liquidar em execução de sentença correspondente às despesas que as Autoras vierem a suportar.

A solicitação das Autoras implicaria um acréscimo nos proveitos permitidos dos ORD no ano gás 2012-2013 com um impacto global de 43,7 milhões de euros.

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

Cenário	Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2012-2013		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)
		milhares de €	em %	
A	7,2%	43 659	18%	8,3%

Esta pretensão, para além dos impactes nos anos gás 2010-2011, 2011-2012 e 2012-2013, teria impactes cumulativos em cada um dos períodos regulatórios seguintes, isto é, a cada três anos, sendo o impacto até ao final do prazo de concessão estimado em cerca de 1 150 milhões de euros de proveitos vincendos.

A ERSE demonstrou com base na lei aplicável a correção dos seus cálculos e do resultado obtido.

PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS

Os principais pressupostos macroeconómicos que serviram de base à elaboração das tarifas e preços do setor do gás natural para o ano gás 2013-2014 são os seguintes:

**Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás
2013-2014**

Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2011	0,5%
	- 2012	-0,1%
	- 2013	1,0%
	- 2014	0,8%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2011-2012 (desde 1 de Julho de 2011 a 30 de junho de 2012) acrescida de <i>spread</i>	3,536%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2012-2013 (desde 1 de Julho de 2012 a 27 de Maio de 2013) acrescida de <i>spread</i>	2,160%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2011 acrescida de <i>spread</i>	4,008%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2012 acrescida de <i>spread</i>	2,612%
Custo unitário de aquisição de gás natural	Custo unitário do gás natural, incluindo custos com uso do terminal de GNL, com o uso do armazenamento subterrâneo, com o transporte, com a imobilização das reservas estratégicas e custos de funcionamento do comercializador de SNGN.	3,0 cent€/kWh

- *Spread*

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 2-4 - Taxas e spread aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014

		2011-2012	2011	2012	2012-2013
Deflator do PIB			0,523%		
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2		2,008%		
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais		2,000%		
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1			1,112%	
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais.			1,500%	
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás t-2	1,786%			
	Spread no ano t-2, em pontos percentuais.	1,750%			
Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás t-1				0,660%	
Spread no ano t-1, em pontos percentuais.				1,500%	

- *Taxa de Inflação*

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

Este indicador, não sendo um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, faz com que sejam automaticamente refletidas na inflação todas as alterações aos padrões de consumo, assim como a introdução de novos bens e serviços.

Deste modo, e sendo o gás natural 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, o deflator do PIB foi o escolhido para atualizar os investimentos e os custos e proveitos operacionais, para o ano gás 2013-2014, com exceção dos custos de aquisição de gás natural.

O Quadro 2-5 apresenta as previsões efetuadas pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) e pela Comissão Europeia (CE) para os diversos indicadores de variação de preços.

Quadro 2-5 - Principais indicadores

Unidade: %

	2012		2013		2014	
	FMI	CE	FMI	CE	FMI	CE
Deflator do PIB	0,3	-0,1	1,3	1,0	1,1	0,8
Deflator do Consumo Privado	-	2,2	-	0,6	-	1,3
IHPC	2,8	2,8	0,8	0,6	1,2	1,2
Deflator das exportações (bens e serviços)	-	1,4	-	0,0	-	0,5
Deflator das importações (bens e serviços)	-	1,5	-	-0,3	-	0,5

Fonte: FMI – “Portugal Country Report” – Janeiro de 2013; CE - “European Economic Forecast – Winter 2013” – Fevereiro de 2013.

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2013 como para o ano de 2014, como se esquematiza no Quadro 2-6.

Quadro 2-6 - Previsões económicas das empresas

	2013	2014
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,40%	1,40%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,40%	1,40%
Duriensgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,40%	1,40%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,40%	1,50%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,40%	1,40%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,40%	1,40%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,40%	1,40%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,40%	1,40%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,40%	1,40%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,40%	1,40%
Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	1,40%	1,50%
REN Armazenagem, S.A.	1,40%	1,50%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1,40%	1,50%
REN Gasodutos, S.A.	1,40%	1,50%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,40%	1,40%
Setgás Comercialização, S.A.	1,40%	1,40%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,90%	1,50%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,80%	1,80%
Transgás Armazenagem, S.A.	1,40%	1,40%
Transgás, S.A.	1,40%	1,40%

As taxas de inflação adotadas pela ERSE para o deflator do PIB para 2013 (1,0%) e para 2014 (0,8%) são as que constam do documento “European Economic Forecast – Winter 2013” da Comissão Europeia.

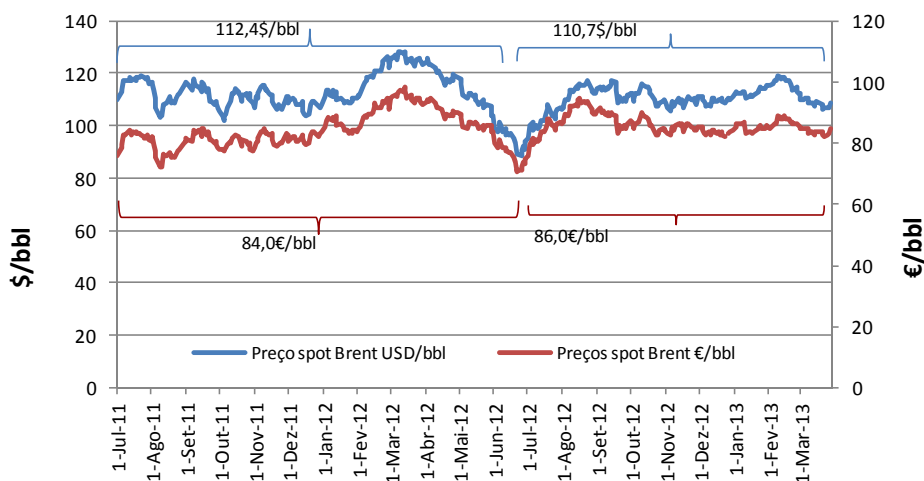
CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL

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

A ERSE analisa a evolução do custo unitário do gás natural, a qual está relacionada com a evolução do custo do petróleo, uma vez que os custos dos contratos de aprovisionamento de gás natural estão indexados aos preços do petróleo e dos seus derivados.

A Figura 0-1 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo ao longo de, praticamente, os últimos dois anos. Denota-se uma tendência de estagnação do preço desta *commodity*, tanto em dólares como em euros.

Figura 2-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros



Fonte: Reuters

Perspetiva-se que o preço do petróleo em USD se mantenha a volta dos 110 USD/bbl ao longo de 2013, como se pode observar na figura seguinte que compara à evolução do preço do Brent nos mercados *spot* e nos mercados futuros com entrega a 6 meses.

Figura 2-2 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) nos mercados *spot* e de futuros para entrega a 6 meses

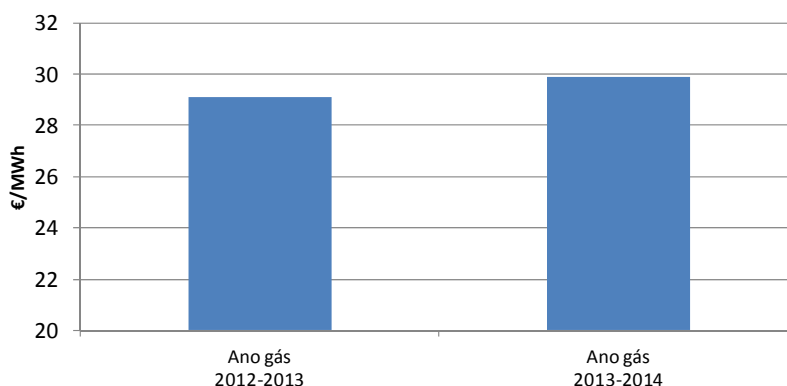


Fonte: Reuters

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda os chamados “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. A Figura 0-3 apresenta o custo unitário de aquisição do gás natural considerado à cerca de doze meses para o ano gás 2012-2013 comparando-o com o valor implícito nas tarifas transitórias do primeiro trimestre do ano gás 2013-2014⁴.

⁴ O primeiro trimestre do ano gás corresponde ao trimestre que se inicia a 1 de julho.

Figura 2-3 - Custo unitário total de aquisição de gás natural (à saída)



O custo unitário de aquisição do gás natural considerado nas previsões para a atividade de compra e venda de gás natural é cerca de 3,0 cent€/kWh.

BALANÇO DE GÁS NATURAL

Em Portugal, os consumidores de gás natural podem ser subdivididos em três grandes grupos: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. Atualmente, os centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, representam entre 25% e 30% do consumo total de gás natural, fração idêntica à dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão, os quais são maioritariamente instalações de cogeração. Por seu lado, o consumo agregado dos pequenos e médios consumidores, abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, representa uma quota que já ultrapassa os 45% do consumo nacional.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que os consumos abastecidos pelas redes de distribuição são relativamente estáveis, designadamente em baixa pressão, enquanto os consumos em alta pressão estão bastante concentrados e são muito influenciáveis por fatores externos, não só de natureza económica, como também climatérica. Assim, dificilmente se podem aplicar modelos previsionais de evolução da procura a uma quota que se situa entre 50% a 60% do consumo nacional de gás natural. Em oposição, verifica-se que os consumidores em baixa pressão nos escalões inferiores a 10 000 m³ anuais têm apresentado um consumo com uma tendência de evolução bem definida, passível de extrapolação para o futuro.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários ao cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas consideram as previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os respetivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas

coexistem igualmente diferentes prismas para a evolução dos consumos de gás natural que importa à ERSE ponderar, reequacionando essas previsões no quadro económico e regulatório que se perspetiva.

No que diz respeito à previsão do operador da RNTGN para o consumo de gás natural a nível nacional, observa-se que esta é coerente com os dados reais ocorridos até à data, com as perspetivas de evolução da economia do país e, em particular, de evolução do setor do gás natural. Regista-se que, após a tendência de crescimento de consumos observada entre 2009 e 2011, a previsão do operador da RNTGN aponta para uma quebra até ao final de 2013, seguida de uma ligeira retoma em 2014⁵.

Quanto às previsões da procura de gás natural pelos centros electroprodutores, importa assinalar que as previsões da REN apontam para uma estagnação em 2013 do consumo de gás natural no nível de 2012, o qual se situou cerca de 45% abaixo do verificado em 2011. Em 2014, o ORT prevê um ligeiro acréscimo deste consumo. No entanto a ERSE entendeu reequacionar as previsões para este segmento de consumidores, de modo a considerar a alteração contratual de fornecimento de gás natural na central da Turbogás e as alterações legislativas no setor elétrico espanhol que têm impacto na produção de energia elétrica no mercado ibérico.

Relativamente aos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, as previsões da REN mantêm até 2013 a forte tendência de crescimento iniciada em 2011, o que é sustentado pela entrada em funcionamento e alcance do regime de laboração em pleno de algumas instalações industriais de grande dimensão, mantendo-se em 2014 o nível de consumo atingido em 2013. A ERSE assumiu a previsão do operador da RNTGN, por considerar que a mesma é consentânea com a evolução expectável para este segmento.

No que concerne às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que as previsões para os valores totais das entregas a clientes indicados pelos ORD e pelo ORT⁶ são concordantes em 2013, mas não para 2014. Neste quadro, a ERSE optou por realizar a sua previsão dos consumos abastecidos pelos ORD para o ano gás 2013-2014, tendo por base o valor real físico assumido para 2011-2012 e mantendo as taxas de evolução até 2013-2014 implícitas nos valores das empresas de distribuição. Como resultado, as previsões adotadas pela ERSE resultam num decréscimo das quantidades de cerca de 1,7% em dois anos, passando o fornecimento a clientes ligados nas redes de distribuição de 25,58 TWh, no ano gás 2011-2012, para 25,15 TWh, no ano gás 2013-2014.

Na perspetiva comercial há que considerar o ritmo de saída de clientes dos CUR para comercializadores em mercado, no contexto do regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais e tendo

⁵ Tendo subjacente a definição dos proveitos permitidos das empresas por ano civil.

⁶ Os dados provenientes do ORT relativos aos consumos abastecidos pelas redes de distribuição são convertidos para o referencial de saída destas redes, mediante a inclusão do gás natural proveniente de GNL fornecido a UAGs das redes isoladas, das correções das transferências de gás natural entre redes de distribuição e das correções das perdas e autoconsumos nas redes de distribuição em MP e BP.

em conta os prazos estabelecidos. No que diz respeito aos clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m³, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, determinou a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumo anual superior a 500 m³, a partir de 1 de julho de 2012, e para os clientes com consumo anual inferior a 500 m³, a partir de 1 de janeiro de 2013. Refira-se também que o regime transitório aplicável aos clientes dos CUR que não exerçam o direito de mudança de comercializador incorpora fatores de agravamento, de forma a induzir a transição gradual destes clientes para o mercado livre. No segmento de clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, estipulou a extinção até 30 de junho de 2014 da respetiva tarifa transitória de venda a clientes finais. Face a este enquadramento, a ERSE reconsiderou as previsões das empresas, de forma a melhor refletir as datas de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais previstas na legislação em vigor

O balanço de gás natural para o ano gás 2013-2014 que esteve na base da definição dos proveitos permitidos e tarifas dos vários operadores é apresentado no Quadro 2-7 evidenciando os fluxos de energia no Sistema Nacional de Gás Natural.

No documento “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2013-2014” encontra-se uma explicação mais detalhada dos pressupostos e metodologia subjacente à elaboração deste balanço de gás natural.

Quadro 2-7 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2013-2014

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	27 047
	1.1 Campo Maior	26 759
	1.2 Valença do Minho	288
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	27 461
	2.1 Injeções RNT	26 625
	2.2 Camião cisterna	836
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extrações do Arm. Subterrâneo	683
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	55 191
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	54 354
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	11
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	853
	8 Centros electroprodutores	13 225
	9 Clientes industriais em AP	15 658
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 553
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	54 300
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	54
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	53 436
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	24 553
16	16 Redes abastecidas por UAG	644
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 197
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	17 238
	19 Clientes em BP	7 915
	19.1 Clientes em BP>	3 789
	19.2 Clientes em BP<	4 125
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	45
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	25 197

METAS DE EFICIÊNCIA

Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores⁷, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Procedeu-se também a uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, e do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa. Na atividade de Armazenamento Subterrâneo, à qual se alargou a regulação por incentivos, procedeu-se ainda a uma avaliação dos potenciais indutores que melhor explicam a evolução dos custos de cada operador.

⁷ Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”.

Com base no trabalho efetuado, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as bases de custo de OPEX para 2013, as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2014, 2015 e 2016 e os indutores de custo. Para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, foi definido o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL. Foi também definido o custo de capital a aplicar a todas as atividades reguladas de Alta Pressão e à atividade de Distribuição de gás natural.

O Quadro 2-8 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.

Quadro 2-8 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,5% a 3,0%
Armazenamento Subterrâneo	1,5% a 4,0%
Transporte de gás natural	1,5%
Distribuição de gás natural	1,5% a 5,8%
Comercialização	3%

MECANISMO DE ATENUAÇÃO DE AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS

A procura de gás natural em Portugal tem sido objeto de alguma volatilidade provocada, sobretudo, pela procura de gás natural nas 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. Esta volatilidade 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 e em particular do Terminal de GNL.

Esta situação agrava a Tarifa de Uso do Terminal de GNL e tem sido objeto de chamada de atenção por parte da REN Atlântico, face à necessidade de tornar o Terminal de GNL de Sines competitivo no contexto ibérico.

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 comercial com os fornecedores. Considera-se que todos os

consumidores são beneficiados com a existência de uma infraestrutura com as características do Terminal de GNL.

Nesta perspetiva, a ERSE introduziu um mecanismo que permite atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos do Terminal de GNL. Este mecanismo está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL, que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGSI.

REPOSIÇÃO GRADUAL DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No ano gás 2012-2013 foi determinado o montante total a recuperar pelos ORD no âmbito da reposição gradual da neutralidade financeira, associada à extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital. Para a definição do ritmo da reposição atendeu-se, por um lado, ao equilíbrio económico-financeiro das empresas envolvidas e, por outro, procurou-se mitigar os impactes na tarifa final. Da conjugação destes fatores fixou-se um período de seis anos para a atividade de Distribuição de gás natural. Uma vez que já foram incluídos três anos gás nos proveitos permitidos dos ORD, resta os montantes estabelecidos para os anos gás 2013-2014, 2014-2015 e 2015-2016. Seguidamente são apresentados os montantes calculados para o ano gás 2013-2014 refletidos por ORD.

Quadro 2-9 - Reposição da neutralidade financeira por ORD

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2013-2014	846	37	-205	8 089	1 389	-30
	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2013-2014	22	3 834	886	411	397	15 677

Unidade: 10³ EUR

Nota: Incorpora as correções efetuadas à faturação da Beiragás (886 milhares de euros) e da Lisboagás (9 902 milhares de euros).

O Decreto-Lei n.º87/2011, de 18 de julho, estabelece “que os valores dos ajustamentos tarifários e respetivos encargos financeiros incluídos nas tarifas de gás natural estão sujeitos a adequado registo contabilístico”. Uma vez que o cálculo dos montantes devidos aos ORD no âmbito da reposição gradual da neutralidade financeira encontra-se concluído, os valores remanescentes refletidos por ORD apresentam-se no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

Tendo em conta a necessidade de, 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

Proveitos permitidos para cada atividade

consumidores, em particular dos consumidores domésticos a ERSE implementou, em 2010, um mecanismo de repercussão dos desvios de aquisição de gás natural na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS). 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.

De forma a minorar os efeitos dos ajustamentos aos custos do gás natural nos proveitos permitidos de cada ano, a ERSE definiu que sua a repercussão se efetuasse em 3 anos de forma constante, no caso dos desvios a repercutir nos clientes com consumos anuais superiores a 10 000m³ e em seis anos e de uma forma progressiva, no caso dos desvios a repercutir nos clientes com consumos anuais inferiores a 10 000m³. No entanto, o mecanismo de recuperação da dívida em 3 anos terminou no ano gás 2012-2013, pelo que no ano gás 2013-2014 apenas ocorre a recuperação da dívida pelo mecanismo da triangulação a 6 anos. Esta metodologia encontra-se, em 2013-2014, no seu quarto ano de aplicação.

No Quadro 2-10 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014.

Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamento de proveitos diferidos	19 089
Juros de diferimento	1 454
Ajustamentos t-1 e t-2 do CURg e CURr	-28 680
Total	-8 136

Nos Quadro 2-11 e Quadro 2-12 podemos visualizar os valores transferidos para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-6 691
Juros de diferimento	1 454
Total	-5 237

Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II_≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II _≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-2 899
Juros de diferimento	0
Total	-2 899

EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso sofre uma forte diminuição, pelo que se tornou necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas. De referir que a extinção de tarifas estendeu-se aos restantes clientes, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março.

Assim, se nos poucos clientes que restam na atividade fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores à extinção das tarifas, bem como os custos operacionais da atividade extinta haveria um impacto desproporcionado nos clientes que permanecem no CUR, o que tornaria incomportável o valor das respetivas tarifas. No entanto, caso as empresas reguladas não fossem compensadas por esta situação, o seu equilíbrio económico-financeiro seria seriamente afetado.

Esta situação, originou a existência de um diferencial resultante da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização e os proveitos permitidos. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de UGS.

No Quadro 2-13 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

Quadro 2-13 - Transferências para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	518
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	25 604
Total	26 122

TRANSFERÊNCIAS DE FORNECIMENTO DE MP PARA AP

Na sequência da proposta do Conselho Consultivo e de outros agentes de mercado, a ERSE introduziu, no início do período regulatório anterior, 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 é recuperado através da tarifa de Uso da Rede de Transporte e posteriormente transferido para o ORD respetivo.

Nas tarifas do ano gás 2013-2014 está contemplada esta situação, cujo montante ascende a 2 843 milhares de euros.

MECANISMO DE INCENTIVO À ESCOLHA DE UM COMERCIALIZADOR DE MERCADO

Os diplomas que enquadram a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural impõem um mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, em percentagem a definir pela ERSE, que resulta num fator de agravamento adicionado à TVCF transitória trimestral. O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, que alarga a extinção das tarifas reguladas aos clientes com consumos inferiores a 10 000 m³ estabelece que a receita proveniente do fator de agravamento seja repercutida a favor dos consumidores de gás natural através da tarifa de Uso Global do Sistema, em termos a regular pela ERSE. Neste quadro, a ERSE definiu em sede de Regulamento Tarifário que o sobreprovento associado ao fator de agravamento da tarifa transitória, beneficiará os consumidores de gás natural ao deduzir a parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores da rede de distribuição. Este sobreprovento é recuperado pelos comercializadores de último recurso e transferido para os operadores da rede de distribuição, em função da percentagem da sua faturação mensal.

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.

No que se refere aos CUR, este sistema na prática foi confrontado com diversas dificuldades, nomeadamente financeiras, atendendo a que os valores que suportavam os cálculos eram previsionais e as quantidades reais por vezes eram inferiores às previstas, gerando dificuldades de tesouraria que dificultavam o normal funcionamento das empresas, tanto do lado das pagadoras como do das recebedoras.

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, nas tarifas de 2012-2013, houve a necessidade de alterar esta metodologia. 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, contemplam-se transferências entre CUR, que deverão ser efetuadas de acordo com os valores publicados pela ERSE, em valor absoluto.

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.

TARIFA SOCIAL

A liberalização do mercado de gás natural, a par da volatilidade dos custos da energia tornou necessário adotar medidas que garantam o acesso dos consumidores economicamente vulneráveis ao serviço de bens essenciais, nomeadamente o fornecimento de gás natural. Neste sentido foi publicado o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que procede à criação da tarifa social, de venda de gás natural a clientes finais economicamente vulneráveis.

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2013-2014, incorporam na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema os custos com o financiamento da tarifa social a recuperar pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. O valor recuperado é devido ao operador da rede de distribuição devendo ser transferido nos moldes definidos no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

2.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

No documento designado “Proveitos Permitidos do ano gás 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural” encontra-se uma justificação detalhada do cálculo dos proveitos, sendo os valores desagregados por empresa.

2.2.1 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Apresenta-se no Quadro 2-14 a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2013-2014 e os do ano gás 2012-2013.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-14 - Proveitos permitidos Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2012-2013	Proveitos permitidos 2013-2014	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	28 855	31 395	2 541	8,8%
b	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	9 459	8 979	-480	-5,1%
	<i>Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</i>	3 419	3 440	20	0,6%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/kWh)</i>	0,075378	0,095000	0,019623	26,0%
	<i>Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)</i>	37 732	25 119	-12 613	-33,4%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da capacidade de emissão (€/m3/h)</i>	0,0021	-	-	-
	<i>Capacidade de emissão (m3/h)</i>	1 350 000	-	-	-
	<i>Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)</i>	0	0,055881	0,055881	-
	<i>Consumo de energia ativa (MWh)</i>	0	36 234	36 234	-
	<i>Custos de energia com acesso às redes</i>	0	1 129	1 129	-
	<i>Outros custos previstos a incorrer aceites pela ERSE, no ano gás t</i>	346	0	-346	-100,0%
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		0	0	-
g	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread		0	0	-
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	0	0	0	-
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	-8 283	-7 544	739	-8,9%
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	46 597	47 918	1 322	2,8%
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	0	9 180	9 180	-
l=j-k	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	46 597	38 738	-7 858	-16,9%

2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida por dois operadores, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem. O Quadro 2-15 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos, da REN Armazenagem, para os anos gás 2013-2014 e 2012-2013.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-15 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2012-2013	Proveitos permitidos 2013-2014	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	3 197	3 301	103	3,2%
b	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	93 678	104 114	10 437	11,1%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	0	0,0%
d=1+2*3+4*5	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 514	2 747	-766	-21,8%
1	Componente fixa (103€)	-	1 820	-	-
2	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	-	0,127523	-	-
3	Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	-	0,243723	-	-
4	Energia extraída/injetada (GWh)	-	3 651	-	-
5	Capacidade de armazenamento (GWh)	-	1 898	-	-
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0	299	299	-
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
g	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	-
h	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0	0	0	-
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0	0	0	-
j	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0	0	0	-
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0	0	0	-
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	-2 040	1 001	3 041	-149,1%
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	37	271	234	635,4%
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	16 208	12 806	-3 402	-21,0%

O Quadro 2-16 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos, da Transgás Armazenagem, para os anos gás 2013-2014 e 2012-2013.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-16 - Proveitos permitidos da Transgás Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2012-2013	Proveitos permitidos 2013-2014	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado	786	989	204	25,9%
b	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	26 930	47 797	20 867	77,5%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	0	0,0%
d=1+2*3+4*5	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	1 282	937	-346	-26,9%
1	Componente fixa (103€)	-	656	-	-
3	Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	-	0,208477	-	-
5	Capacidade de armazenamento (GWh)	-	1 348	-	-
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0	0	0	-
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
g	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	-
h	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0	0	0	-
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0	0	0	-
j	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0	0	0	-
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0	0	0	-
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	-104	692	796	-764,8%
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-214	-103	111	-52,0%
n	Ajustamento extraordinário dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-3	0	-936	-936	-
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m-n	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	4 541	6 097	1 557	34,3%

A existência de uma tarifa única de armazenamento subterrâneo a aplicar pelos dois operadores gera a necessidade de ajustar os valores a faturar aos valores dos proveitos permitidos a cada um dos operadores. Assim, prevê-se que no ano gás 2013-2014 a parcela de 2 141 milhares de euros seja recuperada pela Transgás Armazenagem e transferida para a REN Armazenagem que apenas consegue recuperar diretamente pela aplicação da tarifa de UAS, 83% dos proveitos que lhe são permitidos. O Quadro 2-17 apresenta o valor a transferir.

Quadro 2-17 - Faturação da REN Armazenagem a transferir para a Transgás Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem
Parcela a recuperar diretamente por aplicação da tarifa	10 665	8 238
Proveitos permitidos	12 806	6 097
Parcela a transferir entre operadores	2 141	-2 141

2.2.3 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema para os anos gás de 2013-2014 e 2012-2013.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2012-2013	Proveitos permitidos 2013-2014	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G+H+I+J	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	31 081	41 755	10 674	34,3%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	13 609	12 011	-1 598	-11,7%
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo compartilhado	4 150	3 024	-1 127	-27,1%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	33 462	31 784	-1 678	-5,0%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8%	8%	0	0,0%
4	Custos de exploração afetos a esta atividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s	3 275	2 937	-337	-10,3%
5	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	3 507	3 507	0	0,0%
6	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infra-estruturas	0	0	0	-
7	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	0	0	0	-
C	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	123	0	-123	-100,0%
D	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0	0	0	-
E	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	0	0	0	-
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	1 846	518	-1 328	-71,9%
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	14 747	25 604	10 857	73,6%
H	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	331	349	18	5,5%
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	0	0	0	-
J	Ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, no ano s, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-426	-3 274	-2 847	667,7%
K=A	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	31 081	41 755	10 674	34%
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL		9 180	9 180	-
M=K+L	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	31 081	50 935	19 854	64%
8	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	5 388	-8 136	-13 524	-251%
9	Custos com a plataforma de mudança de comercializador, 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	-
N=8+9	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	5 388	-8 136	-13 524	-251%
M=M+N	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	36 469	42 799	6 330	17%

2.2.4 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-19 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural para os anos gás de 2013-2014 e 2012-2013.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-19 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2012-2013	Proveitos permitidos 2013-2014	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Amortizações do ativo fixo afeto a esta atividade, líquidas das amortizações dos ativos participados	26 238	26 882	644	2,5%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações	719 515	705 888	-13 627	-1,9%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	0	0,0%
4	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	20 836	19 622	-1 214	-5,8%
	<i>Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural</i>	8 762	6 866	-1 896	-21,6%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da energia transportada (€/kWh)</i>	0,015117	-	-	-
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (€/GRMS)</i>	22,3458	43,3447	20,9989	94,0%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (€/kms)</i>	5,573218	2,778099	-2,795119	-0,501527
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da capacidade utilizada-óptica comercial (€/GWh/dia)</i>	-	2,318741	-	-
	<i>Energia transportada pelo operador da rede de Transporte de gás natural (GWh)</i>	61 749	-	-	-
	<i>GRMS fim ano civil</i>	86	88	2	2,3%
	<i>Kms gasodutos fim ano civil</i>	1 298	1 373	75	5,8%
	<i>Capacidade utilizada-óptica comercial</i>	-	329	-	-
	<i>Custo de transporte por rodovia de GNL</i>	1 985	3 046	1 061	53,5%
	<i>Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural</i>	-	1 318	-	-
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	0	1 318	1 318	-
6	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
7	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	-
8	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	3 243	1 622	-1 622	-50,0%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0	0	0	-
10	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0	0	0	-
11	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0	0	0	-
12	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0	0	0	-
13	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	-24 954	-9 190	15 764	-63,2%
14	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-976	-1 299	-324	33,2%
A=1+2*3+4-5+6-7*(9+10)*(11+12)+8-13-14	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	133 809	113 768	-20 041	-15,0%
B	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	2 843	2 843	0	0,0%
C=A+B	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	136 652	116 611	-20 041	-14,7%

2.2.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural para os anos gás 2013-2014 e 2012-2013.

Quadro 2-20 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás					Dianagás					Duriensegás				
	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	6 921	7 302	7 276	7 328	5%	1 170	1 487	1 447	1 527	27%	3 634	4 704	4 689	4 719	29%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	1 442	1 659	1 647	1 670		228	472	460	484		664	1 550	1 538	1 563	
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	60 887	62 704	62 545	62 863		10 466	11 277	10 971	11 584		33 006	35 042	35 015	35 068	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	0	0	0	0		9%	9%	9%	9%		0	0	0	0	
Custos operacionais aceites pela ERSE	4 018	3 859	3 850	3 868	-4%	1 288	1 342	1 316	1 368	4%	1 943	1 881	1 889	1 873	-3%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	680	846				30	37				-165	-205			25%
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	11 619	12 007			3%	2 487	2 866			15%	5 413	6 380	6 578	6 592	18%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s															
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-502	-38				-597	-39				-2 547	-25			
Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	12 121	12 045			-1%	3 084	2 905			-6%	7 959	6 405			-20%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

	Lisboagás					Lusitaniagás					Medigás				
	Tarifas 2012-2013	Tarifas 2013-2014	2013	2014	Variação % 12-13/13-14	Tarifas 2012-2013	Tarifas 2013-2014	2013	2014	Variação % 12-13/13-14	Tarifas 2012-2013	Tarifas 2013-2014	2013	2014	Variação % 12-13/13-14
	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	63 890	63 577	63 373	63 781	0%	32 765	33 217	33 088	33 346	1%	1 959	2 385	2 339	2 430
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	14 195	14 480	14 167	14 794		7 438	7 466	7 341	7 590		384	802	784	821	
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	552 166	545 521	546 734	544 307		281 408	286 128	286 077	286 178		17 502	17 579	17 281	17 877	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	29 518	28 458	28 095	28 822	-4%	9 098	8 850	8 802	8 897	-3%	1 136	1 076	1 050	1 101	-5%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDÁ															
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	6 496	8 089			25%	1 116	1 389			25%	-24	-30			25%
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	99 904	100 124			0%	42 978	43 456	41 890	42 243	1%	3 071	3 431	3 389	3 531	12%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	2 843	2 843													
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-22 020	-7 920				-624	-4 208				97	88			
Proveitos recuperados da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	119 081	105 201			-12%	43 602	47 664			9%	2 974	3 343			12%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10⁵ EUR

	Paxgás					Portgás					Setgás				
	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	652	762	735	789	17%	45 157	46 398	45 604	47 193	3%	18 018	17 895	17 831	17 959	-1%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	133	224	218	230		8 662	8 352	8 096	8 607		4 258	3 889	3 857	3 920	
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	5 759	5 979	5 747	6 212		405 496	422 742	416 749	428 735		152 882	155 626	155 263	155 988	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	458	477	460	493	4%	10 495	11 045	10 995	11 095	5%	6 223	5 967	5 976	5 959	-4%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDÁ	0					0					0				
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	17	22			25%	3 079	3 834			25%	712	886			25%
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	1 127	1 260	1 196	1 282	12%	58 731	61 278	56 598	58 288	4%	24 952	24 748	23 807	23 918	-1%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s															
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-290	-10				-2 969	-18 465				-3 980	-1 628			
Proveitos recuperados da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	1 416	1 271			-10%	61 700	79 742			29%	28 932	26 376			-9%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

	Sonorgás					Tagusgás					Total				
	Tarifas	Tarifas			Varição %	Tarifas	Tarifas			Varição %	Tarifas	Tarifas			Varição %
	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14	2012-2013	2013-2014	2013	2014	12-13/13-14
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 055	5 072	5 007	5 137	0%	8 618	9 170	9 028	9 313	6%	187 839	191 970	190 418	193 523	2%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	1 654	1 767	1 649	1 886		1 804	2 039	2 006	2 073		40 862	42 701	41 763	43 639	
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	37 788	36 720	37 313	36 126		75 715	79 234	78 028	80 440		1 633 075	1 658 552	1 651 725	1 665 379	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	2 078	3 938	3 697	4 179	90%	3 350	3 269	3 275	3 263	-2%	69 603	70 161	69 405	70 917	1%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	0					0					0	0			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	330	411			25%	319	397			25%	12 591	15 677			25%
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	7 463	9 421	8 704	9 316	26%	12 288	12 836	12 303	12 575	4%	270 033	277 809			3%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s											2 843	2 843			
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-362	-380				-627	-1 354				-34 419	-33 978			
Proveitos recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	7 825	9 801			25%	12 915	14 191			10%	301 609	308 943			2%

2.2.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre custo unitário de aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho, para o ano gás de 2012-2013 e o implícito nas tarifas para o ano gás 2013-2014.

Este custo não inclui os chamados “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.

Quadro 2-21 - Variação anual do custo unitário de aquisição de gás natural

	cent€/kWh		
	Ano gás 2012-2013	Ano gás 2013-2014	Variação %
Custo GN	2,7	2,8	3%

2.2.6.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-22 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2013-2014 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.

Em virtude da recente extinção da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes, os custos associados ao operador logístico das UAGS, que até à data estavam alocados à função de comercialização de último recurso a grandes clientes, passam a ser considerados na atividade de compra e venda de gás natural do mesmo operador.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-22 - Proveitos permitidos da função de compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2012-2013 (1)	Proveitos Permitidos 2013	Proveitos Permitidos 2014	Proveitos Permitidos 2013/2014 (2)
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	1 748	101 317	73 482	87 399
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista	130 250			
C	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS		315	320	318
D	Valor estimado 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	3 372			-797
E	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	3 204			-6 386
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	125 422	101 317	73 482	94 900
G	Ajustamento relativo a t-2 do comercializador de SNGN de acordo com os valores reais dos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pelo comercializador de último recurso grossista	2 457	0	0	0
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	-7 113	0	0	7 183
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	68	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	-1 923	0	0	0
K=F-G+H+I-J	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	132 002	101 317	73 482	87 717

Em consequência do alargamento do prazo do período de aplicação das tarifas transitórias para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro, fixado para 30 de junho de 2014, através da Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, na atual revisão regulamentar do gás natural a atividade de comercialização a grandes clientes foi eliminada.

De acordo com o Artigo 157º do Regulamento Tarifário, mantêm-se aplicáveis as regras deste regulamento à atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes do comercializador de último recurso grossista, na versão aprovada pelo Despacho n.º 4878/2010, de 18 de março, alterado pelo Despacho n.º 10356/2010, de 21 de junho, pelo Despacho n.º 19340/2010, de 30 de dezembro, pelo Regulamento n.º 541/2011, de 10 de outubro, e pelo Regulamento 237/2012, de 27 de junho até que cesse a vigência dos contratos de fornecimento de gás natural a grandes clientes ainda existentes. Esta disposição aplica-se ao cálculo dos ajustamentos relativos ao ano gás 2011-2012 e ao ano civil 2011 conforme apresentado no documento “Ajustamentos referentes aos anos de 2011 e 2012 a repercutir em 2013-2014”.

2.2.6.2 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-23 e o Quadro 2-24 apresentam os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista para o ano gás 2012-2013 e 2013-2014 e as respectivas variações em valor absoluto e percentual.

Quadro 2-23 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2012-2013 (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 98 e artº 99	6 045	869	3 480	29 425	50 229	21 880	1 928	410	11 400	1 831	2 753	130 250
B	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-481	-374	-408	12 831	-5 015	-2 123	-334	5	-1 386	-280	-583	1 853
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-397	-111	-196	351	-1 918	-754	-151	-12	-1 195	-25	-292	-4 700
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	705	975	319	960	2 414	2 142	-65	28	1 354	75	317	9 226
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	6 217	379	3 764	15 283	54 749	22 614	2 478	389	12 626	2 062	3 311	123 872

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2013-2014 (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	3 298	541	1 987	18 940	36 223	14 115	1 205	339	7 875	1 014	1 861	87 399
B	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-341	747	-492	36 325	-4 529	-1 508	-668	-1	15 071	-289	-433	43 882
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-284	170	-151	-2 689	-2 556	-900	30	-76	-446	27	-138	-7 012
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-608	-128	-235	3 950	-3 623	-1 284	92	-35	1 013	144	5	-710
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	4 531	-248	2 864	-18 647	46 932	17 808	1 751	452	-7 763	1 133	2 427	51 239

Nota: Refira-se que algumas empresas apresentam proveitos permitidos com valores negativos, decorrentes dos ajustamentos de anos anteriores que serão recuperados através dos montantes transferidos por via da parcela II da UGS

Quadro 2-24 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10⁶ 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 98 e artº 99	-2 747	-328	-1 493	-10 485	-14 006	-7 764	-723	-70	-3 525	-816	-892	-42 851
B	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	140	1 121	-84	23 494	486	615	-334	-6	16 457	-9	150	42 029
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	113	281	45	-3 040	-638	-146	181	-65	749	53	155	-2 311
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-1 313	-1 103	-554	2 990	-6 037	-3 427	157	-63	-342	69	-312	-9 935
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	-1 687	-627	-900	-33 930	-7 817	-4 807	-727	63	-20 389	-929	-885	-72 633

		Variação % (4) = (3) (1)-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	-45%	-38%	-43%	-36%	-28%	-35%	-37%	-17%	-31%	-45%	-32%	-33%
B	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-29%	-300%	21%	183%	-10%	-29%	100%	-117%	-1188%	3%	-26%	2268%
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-29%	-253%	-23%	-866%	33%	19%	-120%	546%	-63%	-206%	-53%	49%
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-186%	-113%	-173%	311%	-250%	-160%	-242%	-226%	-25%	92%	-99%	-108%
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	-27%	-166%	-24%	-222%	-14%	-21%	-29%	16%	-161%	-45%	-27%	-59%

2.2.7 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-25 e o Quadro 2-26 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás 2013-2014 do comercializador de último recurso retalhista na função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2012-2013.

Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2012-2013 (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 s e s+1	1 257	391	702	4 603	10 463	3 787	497	216	2 779	1 713	743	27 150
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	530	0	0	0	0	0	39	0	569
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	50	11	13	369	819	307	16	6	111	12	13	1 726
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	163	0	0	893	1 969	735	0	0	562	0	107	4 429
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	77	6	118	-9 207	-3 149	-534	23	-17	730	-56	-119	-12 129
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	-471	-19	-17	-863	-343	-552	85	4	182	-120	99	-2 015
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	1 864	415	614	16 465	16 744	5 915	405	236	2 540	1 940	883	48 020

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2013-2014 (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 s e s+1	988	208	600	5 113	8 722	3 566	329	79	3 016	801	629	24 051
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	633	0	0	0	0	0	0	0	633
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	39	7	26	901	405	123	18	7	86	8	9	1 629
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	168	0	0	966	1 775	697	0	0	534	0	108	4 248
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-241	-89	77	-17 213	547	-54	51	40	-5 580	-169	75	-22 556
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	77	-9	-36	1 666	623	454	1	4	-58	161	-10	2 872
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	1 359	313	585	23 159	9 732	3 986	295	41	9 275	817	682	50 244

Quadro 2-26 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10⁶ 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 s e s+1	-269	-183	-101	510	-1 741	-222	-167	-138	237	-912	-114	-3 100
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	103	0	0	0	0	0	-39	0	63
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	-11	-5	13	532	-414	-184	2	1	-24	-4	-4	-97
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	5	0	0	73	-194	-38	0	0	-29	0	1	-181
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-317	-95	-41	-8 005	3 697	480	28	57	-6 311	-113	194	-10 427
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	548	9	-19	2 529	966	1 006	-84	0	-240	281	-109	4 887
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D+E-F	-505	-102	-28	6 694	-7 012	-1 929	-110	-194	6 736	-1 122	-201	2 224

		Variação % (4) = (3)/(1)-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 s e s+1	-21%	-47%	-14%	11%	-17%	-6%	-34%	-64%	9%	-53%	-15%	-11%
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano s e s+1				19%						-100%		11%
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	-22%	-42%	103%	144%	-50%	-60%	10%	8%	-22%	-31%	-29%	-6%
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	3%			8%	-10%	-5%			-5%		1%	-4%
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-414%	-1506%	-35%	87%	-117%	-90%	119%	-330%	-864%	200%	-163%	86%
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	-116%	-50%	109%	-293%	-281%	-182%	-98%	3%	-132%	-235%	-110%	-243%
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D+E-F	-27%	-25%	-5%	41%	-42%	-33%	-27%	-82%	265%	-58%	-23%	5%

2.3 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 permitidos em cada uma das atividades do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural, 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 no ano gás 2013-2014.

Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2013-2014

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{RAR,r}$	8,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, em percentagem	Art.º 66.º
$r_{q_{RAR}}$	8,0%	Taxa de atualização das quantidades previstas até final do período de previsão N, associadas à atividade, em percentagem	Art.º 66.º
$r_{AS,r}$	8,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, em percentagem	Art.º 67.º
r_{GTGS}	8,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 70.º
r_T	8,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 71.º
r_D	9,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 73.º
$FCE_{RAR,n}$	Quadro 2-28	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento de GNL	Art.º 66.º
$VCE_{RAR,n}^{IPIB}$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 66.º

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016*

Proveitos permitidos para cada atividade

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{RAR, n}^{\mu}$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 66.º
$X_{FCE_{RAR}}$	3%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em percentagem	Art.º 66.º
$X_{VCE_{RAR}}$	3%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto, em percentagem	Art.º 66.º
$X_{VCE_{RAR}}$	1,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto, em percentagem	Art.º 66.º
y_t^{OT}	0,35	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNGN	Art.º 66.º
$FCE_{AS, n}$	Quadro 2-29	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 67.º
$VCE_{AS, n}$	Quadro 2-29	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 67.º
$X_{FCE_{AS}}$	Quadro 2-29	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 67.º
$X_{VCE_{AS}}$	Quadro 2-29	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 67.º
$FCE_{T, n}$	Quadro 2-30	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 71.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{T,n}$	Quadro 2-30	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 71.º
X_{FCE_T}	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 71.º
X_{VCE_T}	1,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 71.º
$FCE_{D,s}^k$	Quadro 2-31	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 76.º
$VCE_{D,s}^k$	Quadro 2-31	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 76.º
X_{FCED}^k	Quadro 2-31	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 76.º
X_{VCED}^k	Quadro 2-31	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 76.º
$\tilde{C}E_{C_s}^{CUR_k}$	Quadro 2-32	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s	Art.º 90.º
$X_C^{CUR_k}$	3%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 90.º
r^{CUR_k}	9%	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, fixada para o período de regulação, em percentagem.	Art.º 90.º

Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2013-2014

	2013	2014
Componente fixa (10 ³ €)	3 474	3 405
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/kWh)	0,095960	0,094041
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,056303	0,055458

Quadro 2-29 - Parâmetros dos operadores de Armazenamento Subterrâneo a vigorar no ano gás 2013-2014

	REN Armazenagem		
	2013	2014	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ €)	1 824	1 815	1,5%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,127842	0,127203	
Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,244334	0,243112	

	Transgás Armazenagem		
	2013	2014	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ €)	666	646	4,0%
Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,211652	0,205302	

Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2013-2014

	2013	2014
Parcela fixa (10 ³ €)	6 883	6 849
Componente variável unitária em função dos kms gasodutos no final do ano civil (10 ³ €/km)	2,785061	2,771136
Componente variável unitária em função do número de GRMS no final do ano civil (10 ³ €/GRMS)	43,453287	43,236020
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada-ótica comercial (10 ³ €/GWh/dia)	2,324553	2,312930

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-31 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2013-2014

2013	Termo fixo	Termos variáveis		Fator X termo fixo	Fator X termo variável
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 539,724	0,000632	0,035226	2,5	2,5
Dianagás	526,477	0,002777	0,069985	2,5	3,0
Duriensegás	755,427	0,001308	0,030550	2,5	3,0
Lisboagás	11 238,600	0,000714	0,024422	2,0	2,0
Lusitaniagás	3 522,076	0,000166	0,019121	1,5	1,5
Medigás	420,069	0,001501	0,025303	2,0	2,5
Paxgás	92,095	0,004918	0,048041	1,5	2,5
Portgás	4 397,955	0,000273	0,017272	1,5	1,5
Setgás	2 390,177	0,000471	0,017250	2,0	2,0
Sonorgás	739,465	0,007027	0,166985	5,0	6,0
Tagusgás	1 310,084	0,000362	0,045976	2,5	2,5

2014	Termo fixo	Termos variáveis		Fator X termo fixo	Fator X termo variável
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 516,628	0,000622	0,034698	2,5	2,5
Dianagás	518,579	0,002721	0,068586	2,5	3,0
Duriensegás	744,096	0,001282	0,029939	2,5	3,0
Lisboagás	11 126,214	0,000707	0,024177	2,0	2,0
Lusitaniagás	3 504,466	0,000166	0,019025	1,5	1,5
Medigás	415,868	0,001478	0,024924	2,0	2,5
Paxgás	91,635	0,004844	0,047321	1,5	2,5
Portgás	4 375,965	0,000272	0,017186	1,5	1,5
Setgás	2 366,275	0,000466	0,017077	2,0	2,0
Sonorgás	709,886	0,006675	0,158636	5,0	6,0
Tagusgás	1 290,432	0,000357	0,045287	2,5	2,5

**Quadro 2-32 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás
2013-2014**

2013	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	215,937	0,431	23,918311	38,036164
Dianagás	45,265	0,045	30,724497	46,249088
Sonorgás	271,650	1,368	56,115716	193,913830
Duriensegás	131,225	0,688	25,576756	64,711569
Lisboagás	1924,174	1,867	19,939166	32,789057
Lusitaniagás	786,087	1,309	20,770156	33,846591
Medigás	71,219	0,520	20,577033	298,212834
Paxgás	16,738	0,212	16,057668	366,780492
EDP Gás	1120,913	2,831	21,247368	37,577670
Setgás	661,404	0,505	22,661338	44,568546
Tagusgás	226,061	0,932	19,556223	58,996097

2014	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	211,618	0,423	23,439945	37,275441
Dianagás	44,359	0,044	30,110007	45,324106
Sonorgás	266,217	1,340	54,993402	190,035553
Duriensegás	128,600	0,674	25,065221	63,417338
Lisboagás	1885,690	1,829	19,540383	32,133276
Lusitaniagás	770,366	1,283	20,354753	33,169659
Medigás	69,795	0,510	20,165492	292,248578
Paxgás	16,403	0,208	15,736515	359,444882
EDP Gás	1098,495	2,774	20,822421	36,826117
Setgás	648,176	0,495	22,208111	43,677175
Tagusgás	221,540	0,913	19,165099	57,816175

2.4 COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

2.4.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como referido no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural”, no Quadro 2-33 apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-33 - Compensação entre os ORD no ano gás 2013-2014

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	URD	Total ORD
Beiragás	-173 812	45 376	-35 943	444 920	-1 840 284	-1 559 743
Dianagás	1 270	9 300	-7 597	-47 524	1 041 570	997 018
Duriensegás	85 599	-45 476	81 872	59 298	82 799	264 093
Lisboagás	516 026	113 837	598 039	1 253 581	1 029 273	3 510 756
Lusitaniagás	-353 083	-47 066	-562 006	770 142	-20 400 074	-20 592 087
Medigás	-6 449	-554	-30 752	-117 439	269 142	113 948
Paxgás	-276	-1 602	-322	6 255	556 525	560 580
Portgás	-106 873	-328 890	-87 694	-1 682 398	11 639 461	9 433 606
Setgás	-20 921	96 930	155 088	-282 780	-1 362 353	-1 414 036
Sonorgás	-2 851	-18 474	-42 280	241 094	6 236 367	6 413 857
Tagusgás	61 371	176 618	-68 405	-645 149	2 747 574	2 272 009
TOTAL	0	0	0	0	0	0

Nota: (1) A parcela UGS II < não inclui sobreproveito

No Quadro 2-34 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 2013-2014, as compensações entre os ORD ascendem a 23 566 milhares de euros.

Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2013-2014

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	BEIRAGÁS	LUSITANIAGÁS	SETGÁS	Total
	DIANAGÁS	65 989	871 204	59 825
DURIENSEGÁS	17 479	230 767	15 847	264 093
LISBOAGÁS	232 365	3 067 733	210 658	3 510 756
MEDIGÁS	7 542	99 569	6 837	113 948
PAXGÁS	37 103	489 840	33 637	560 580
PORTGÁS	624 378	8 243 178	566 050	9 433 606
SONORGÁS	424 511	5 604 492	384 854	6 413 857
TAGUSGÁS	150 376	1 985 304	136 329	2 272 009
TOTAL	1 559 743	20 592 087	1 414 036	0

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

Relativamente ao sobreproveito, a metodologia utilizada para as transferências entre comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição teve como objetivo a minimização dos fluxos financeiros entre empresas. Desta forma, o sobreproveito transferido será do CUR para o respetivo ORD.

No Quadro 2-35 apresenta-se o valor estimado do sobreproveito a receber por cada ORD.

Quadro 2-35 – Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2013-2014

Unidade: EUR	
Empresas	Sobreproveito
Beiragás	271 251
Dianagás	40 718
Duriensegás	134 152
Lisboagás	2 435 948
Lusitâniagás	1 306 021
Medigás	98 995
Paxgás	24 545
Portgás	1 857 947
Setgás	460 802
Sonorgás	74 938
Tagusgás	107 895
Total	6 813 212

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 2-36 - Transferências do sobreproveito

		Unidade: EUR										
Pagadores CUR	Recebedores ORD											
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	EDP Gas	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	
Beiragás	271 251											271 251
Dianagás		40 718										40 718
Duriensegás			134 152									134 152
Lisboagás				2 435 948								2 435 948
Lusitâniagás					1 306 021							1 306 021
Medigás						98 995						98 995
Paxgás							24 545					24 545
Portgás								1 857 947				1 857 947
Setgás									460 802			460 802
Sonorgás										74 938		74 938
Tagusgás											107 895	107 895
	271 251	40 718	134 152	2 435 948	1 306 021	98 995	24 545	1 857 947	460 802	74 938	107 895	6 813 212
% de faturação do CUR a transferir	8,2%	7,5%	6,8%	6,7%	9,3%	8,2%	7,2%	9,8%	5,9%	7,4%	5,8%	

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

2.4.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTOS EM MP NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO EM AP

De acordo com o previsto no n.º 4 do Artigo 71.º do Regulamento Tarifário, a REN Gasodutos deverá transferir para o operador de rede de distribuição - Lisboagás GDL - a verba de 2 843 milhares de euros

relativa à transferência de fornecimento de gás natural em MP para AP. Esta compensação será operacionalizada, transferindo 2,4380% dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural do operador da rede de transporte no ano gás de 2013-2014, em função da faturação mensal da tarifa de URT. O Quadro 2-37 reflete a transferência prevista para o ano gás 2013-2014.

Quadro 2-37 – Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2013-2014

Energin (10 ³ EUR)	2 843
Proveitos Permitidos da atividade de Transporte de GN (10 ³ EUR)	116 611
transferência de MP para AP (%)	2,4380%

2.4.3.2 CUSTOS COM O FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com o previsto nos Artigos 70.º, 73.º e 74.º do Regulamento Tarifário, o operador da rede de transporte deverá transferir para o operador da rede de distribuição k, de forma proporcional à faturação da parcela I da tarifa de UGS, e com periodicidade mensal, o montante recebido no âmbito da tarifa social.

No Quadro 2-38 apresentam-se os montantes previstos para o ano gás 2013-2014 por operador da rede de distribuição no âmbito da tarifa social, que totalizam 440 499 euros.

Quadro 2-38 – Custos previstos para o ano gás 2013-2014, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	13 185
Dianagás	3 018
Duriensegás	7 516
Lisboagás	196 139
Lusitâniagás	67 979
Medigás	7 023
Paxgás	2 620
Portgás	72 125
Setgás	55 823
Sonorgás	5 498
Tagusgás	9 572
Total	440 499

Estes valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação da parcela I da tarifa de UGS de acordo com as percentagens que se apresentam no quadro seguinte.

Quadro 2-39 - Transferências mensais da REN em percentagem

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	0,0316%
Dianagás	0,0072%
Duriensegás	0,0180%
Lisboagás	0,4698%
Lusitâniagás	0,1628%
Medigás	0,0168%
Paxgás	0,0063%
Portgás	0,1727%
Setgás	0,1337%
Sonorgás	0,0132%
Tagusgás	0,0229%
Total	1,0550%

2.4.4 COMPENSAÇÕES DOS COMERCIALIZADORES

Os proveitos permitidos 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.

O Quadro 2-40 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

**Quadro 2-40 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás
2013-2014**

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		27 726 532			27 726 532
CURgc		298 293		517 864	816 157
Beiragás	-63 201	1 232 552	625	440 950	1 610 926
Dianagás	-23 549	-788 960	108	161 496	-650 905
Duriensegás	-96 645	877 293	368	69 152	850 168
Lisboagás	194 464	10 708 506	6 893	25 327	10 935 190
Lusitaniagás	-119 573	3 692 353	2 578	160 644	3 736 001
Medigás	-52 270	545 944	251	-59 301	434 624
Paxgás	-16 837	112 608	43 070	-109 841	29 000
EDP Gás	362 921	-37 586 849	3 585	17 807 597	-19 412 746
Setgás	-91 933	-15 638 369	-79 412	6 473 152	-9 336 562
Sonorgás	-40 693	118 169	196	548 045	625 717
Tagusgás	-52 684	565 987	21 737	86 623	621 662
TOTAL	0	-8 135 942	0	26 121 707	17 985 764

Sublinhe-se que os valores apresentados Quadro 2-40 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados nos quadros seguintes.

O Quadro 2-41 apresenta os valores estimados das transferências devidas a cada CUR, que totalizam 17 986 milhares de euros.

Quadro 2-41 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		27 726 532	27 726 532
CURgc	517 864	298 293	816 157
Lisboagás	7 136 060	472 382	7 608 442
EDP Gás	17 811 182	-37 223 928	-19 412 746
Sonorgás	548 241	77 476	625 717
Tagusgás	108 359	513 303	621 662
Total	26 121 707	-8 135 942	17 985 764

Os quadros seguintes apresentam os valores das transferências relativas à UGS I e UGS II, separadamente.

Quadro 2-42 - Transferências UGS I

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	REN
CURgc	517 864
Lisboagás	7 136 060
EDP Gás	17 811 182
Sonorgás	548 241
Tagusgás	108 359
Total	26 121 707

Quadro 2-43 - Transferências UGS II

Unidade: EUR	
Pagadores	EDPgás
Recebedores	
REN	8 135 942
CURg	27 726 532
CURgc	298 293
Lisboagás	472 382
Sonorgás	77 476
Tagusgás	513 303
Total	37 223 928

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, para as transferências das UGS, o valor corresponde à proporção dos valores a transferir no total dos valores a transferir pelos CUR, tal como apresentado no Quadro 2-40.

No caso da REN os valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação conforme Quadro 2-44. No caso da EDP Gás são os indicados no Quadro 2-43.

As transferências da REN deverão ocorrer de acordo com as percentagens que se apresentam no quadro seguinte.

Quadro 2-44 - Transferências mensais da REN em percentagem

	REN UGS I
CURg	
CURgc	1,017%
Lisboagás	14,010%
EDP Gás	34,968%
Sonorgás	1,076%
Tagusgás	0,213%
Total	51,284%

2.4.4.1 TRANSFERÊNCIA ENTRE OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A existência de uma tarifa única de armazenamento subterrâneo a aplicar aos utilizadores de dois operadores diferentes com custos e ativos também diferentes, gera a necessidade de ajustar o valor faturado por cada um dos operadores ao valor dos proveitos permitidos para cada ano gás.

No ano gás de 2013-2014 a REN Armazenagem através da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo irá recuperar apenas 83% do total dos proveitos permitidos, pelo que a diferença no montante de 2 140 931 euros a recuperar pela Transgás Armazenagem será transferida para a REN Armazenagem. Esta transferência será efetuada mensalmente, em proporção da faturação de acordo com a percentagem que se apresenta no Quadro 2-45.

Quadro 2-45 - Transferências mensais em percentagem entre operadores do armazenamento subterrâneo

Pagador	Transgás Armazenagem
Recebedor	
REN Armazenagem	26,0%

2.4.4.2 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E O OPERADOR DE
TERMINAL DE GNL

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 está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGSI.

No ano gás de 2013-2014 cerca de 19% dos proveitos permitidos da REN Atlântico serão recuperados pela REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do Sistema. Assim, mensalmente a REN Gasodutos deverá transferir para a REN Atlântico um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-46.

Quadro 2-46 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Terminal de GNL

Unidade: EUR

Recebedor \ Pagador	REN Gasodutos
REN Atlântico	9 180 000

3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2013-2014

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2013-2014, 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, e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas 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.
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas Sociais de Acesso às Redes.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

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
Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	UTRAR	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 Difere consoante se trata de entregas à RNTGN ou a camiões cisterna
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	UAS	Operadores de armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
Tarifas de Uso Global do Sistema	UGS_{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP	Operação do sistema (parcela I) e desvios de aquisição de energia (parcela II)	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais A parcela II não se aplica aos centros electroprodutores
	UGS_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	URT_{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP Agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada na RNTGN	Uso da rede de transporte	Tipo entrada-saída com preços diferenciados de entrada e saída Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
	URT_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	URD				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP</i>	URD_{MP}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Uso da rede de distribuição em MP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP></i>	URD_{BP>}	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP>, com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<</i>	URD_{BP<}	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP<, com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
Tarifa de Comercialização	COM				
<i>Tarifa de Comercialização para fornecimentos superiores a 10 000 m³</i>	COM_{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m ³
<i>Tarifa de Comercialização para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³</i>	COM_{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³

Tarifa de Energia	TE				
<i>Tarifa de Energia para fornecimentos superiores a 10 000 m³</i>	TE_{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m ³
<i>Tarifa de Energia para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³</i>	TE_{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³
Tarifas de Acesso às Redes		Operador da rede de transporte	Clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	
		Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Utilização das redes de transporte e de distribuição e serviços associados	Incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Tarifa Transitória	Comercializadores de último recurso retalhistas			
<i>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m³</i>	Tarifa Transitória _{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Tarifas aplicáveis durante o período transitório
<i>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³</i>	Tarifa Transitória _{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Tarifas aplicáveis durante o período transitório

3.1 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 permitidos da atividade (agregado das três funções do terminal) e são determinados com base na estrutura dos custos incrementais, aplicando-se fatores de escala diferenciados para cada preço.

Para efeitos de determinação dos referidos preços foram considerados os custos incrementais e os escalamentos indicados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014”.

A forma de determinação dos preços encontra-se estabelecida no Artigo 107.º do Regulamento Tarifário. Os preços são aplicados de forma separada para cada serviço prestado.

Conforme referido no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014”, o quadro regulamentar em vigor 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. Altera-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 passa a aplicar-se aos valores de capacidade reservada alterando-se o modelo anterior no qual a tarifa se aplicava ao uso efetivo da capacidade. Como consequência altera-se a estrutura tarifária das infraestruturas de alta pressão.

3.1.1 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)	0,00021401

3.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

A variável de faturação do serviço de armazenamento de GNL foi alterada de energia armazenada para a capacidade de armazenamento contratada. 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	0,000877	0,00002883
Capacidade de armazenamento contratada - Produto trimestral	0,000877	0,00002883
Capacidade de armazenamento contratada - Produto mensal	0,000877	0,00002883
Capacidade de armazenamento contratada - Produto diário		0,00002883

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 multiplicativos consta do documento “Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014”.

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

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,00
Produto diário	1,00

3.1.3 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 e diário 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	0,010493	0,00034498	
Capacidade de regaseificação contratada - Produto trimestral	0,013641	0,00044847	
Capacidade de regaseificação contratada - Produto mensal	0,015740	0,00051747	
Capacidade de regaseificação contratada - Produto diário		0,00068996	
Energia			0,00019793

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 fatores multiplicativos consta do documento “Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014”.

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

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00

Nos 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	127,43

3.1.4 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural (RT), com a última redação que lhe foi dada pelo Regulamento ERSE n.º 5/2013, de 9 de abril, 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. Os princípios do Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas de GNL estão previstos no artigo 103.º do RT.

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 alteração proposta ao Despacho n.º 10422/2010, de 22 de junho de 2010, enviada para o Conselho Tarifário (CT) para emissão de parecer, o PRGNL é determinado, a título previsional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh por dia, da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em vigor no ano gás 2013-2014, ao valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines, verificado em 2012, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2013-2014.

De acordo com os comentários recebidos do CT o valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines é calculado a partir do stock médio do armazenamento no terminal deduzido das existências mínimas técnicas do terminal, reconhecendo assim a exigência de estabelecimento de armazenagem comercial por parte dos comercializadores de gás natural.

Durante o 1.º semestre de 2012 entrou em exploração o terceiro reservatório de GNL no terminal de Sines, elevando a capacidade de armazenamento de GNL para 390 000 m³ GNL (2,8 TWh).

No cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL foi considerado o aumento do stock médio de armazenamento de GNL, que passou de 859 GWh, nos primeiros 4 meses do ano de 2012, para 1 309 GWh, nos restantes meses de 2012, resultando num valor médio de 1 159 GWh.

Ao valor do stock médio de armazenamento de GNL foram deduzidas as existências mínimas técnicas, tendo sido considerando um valor de 194 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 2013-2014, provisoriamente, é o apresentado no quadro seguinte.

Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL

Preço das trocas reguladas de GNL para o ano gás 2013-2014	Energia (€/kWh)
Energia entregue	0,00038133

3.2 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.

As tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo são compostas por preços de energia injetada, 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 nivelados de energia extraída, energia injetada e energia armazenada apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014”.

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 e mensal. No Quadro 3-9 apresentam-se os preços referidos.

Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	Energia	Capacidade de armazenamento contratada
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/mês
Energia injetada	0,00020619	
Energia extraída	0,00020619	
Capacidade de armazenamento contratada - Produto anual		0,000575
Capacidade de armazenamento contratada - Produto trimestral		0,000575
Capacidade de armazenamento contratada - Produto mensal		0,000604

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são aplicados os fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos fatores multiplicativos consta do documento “Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014”.

Quadro 3-10 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO CONTRATADA	Multiplicadores
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,05

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

3.3.1 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 permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistêmica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

A parcela II visa devolver/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 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 3-11.

Quadro 3-11 - 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)	0,00094185

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 3-12. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário (Artigo 111º).

Quadro 3-12 - 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>)	-0,00014264
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,836
Preço aplicável aos ORD ($\alpha * TW_{UGS2>}$)	-0,00011919

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 3-13. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário (Artigo 111º).

Quadro 3-13 - 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<)	-0,00069988
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,836
Preço aplicável aos ORD ($(1-\alpha) * TW_{UGS2<}$)	-0,00011506

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 - 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)	0,00094185
Entregas a clientes em Alta Pressão	
Energia (EUR/kWh)	0,00079921
Entregas aos operadores de redes de distribuição	
Energia (EUR/kWh)	0,00070760

3.3.2 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 às entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas de GNL, 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 Saída. Como pontos de entrada consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença, o terminal de GNL, o armazenamento subterrâneo (Cariço). Como pontos de saída consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença, o terminal de GNL, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes).

À semelhança de anos anteriores, continua-se a adotar um idêntico preço de entrada nas interligações e no Terminal de Sines, na medida em que para estes pontos de entrada os custos incrementais médios de longo prazo são semelhantes.

Relativamente ao armazenamento subterrâneo adota-se um preço de entrada mais reduzido, em linha com o custo incremental de longo prazo deste ponto de entrada.

Para os pontos de entrada, considera-se a existência de preços de capacidade contratada aplicável ao valor de capacidade reservada, pelo agente de mercado nos processos de atribuição constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo independentemente do uso efetivo, para horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário. Refira-se que para a entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo apenas se aplica o produto diário.

Para os pontos de saída para as interligações internacionais e Terminal de GNL, considera-se a existência de preços de capacidade contratada, aplicável ao valor de capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade e preços de energia.

Para as saídas para os clientes em AP (incluindo centros electroprodutores) e para os operadores de rede de distribuição considera-se a existência de preços de capacidade utilizada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses e preços de energia.

No terminal de GNL e nas interligações internacionais enquanto pontos de saída, aplicam-se preços nulos de capacidade e energia. Esta opção é justificada por se tratar de nomeações predominantemente em contrafluxo que contribuem para libertar capacidade em fluxo. Adicionalmente importa acrescentar que, quer nas entregas a clientes em AP, quer às redes de distribuição, não são adotados preços diferenciados tendo em consideração a necessidade de se assegurar uniformidade tarifária em todo o território nacional.

Para as saídas para as instalações abastecidas por UAG consideram-se preços de energia.

Adicionalmente serão oferecidos produtos de capacidade interruptível, com preços de capacidade inferiores aos preços dos produtos equivalentes da capacidade firme. O preço da capacidade interruptível será de 80% do preço da capacidade firme. A redução do preço da capacidade interruptível foi determinada tendo por base o custo que um agente de mercado incorre ao ter de gerir o risco de interrupção da capacidade, mediante a utilização do armazenamento subterrâneo. Desta forma, estimou-se, por um lado, uma redução de aproximadamente 2,9% por cada dia de interrupção e por outro lado, 7 dias de probabilidade de interrupção.

No documento “Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014” apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, que servem de base ao cálculo dos preços de capacidade e energia.

O Quadro 3-15 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os pontos de entrada da rede de transporte.

Quadro 3-15 - 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)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Interligações internacionais (Campo Maior)		
Capacidade contratada - Produto anual	0,012184	0,00040057
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,015839	0,00052074
Capacidade contratada - Produto mensal	0,018276	0,00060085
Capacidade contratada - Produto diário		0,00080113
Interligações internacionais (Valença)		
Capacidade contratada - Produto anual	0,012184	0,00040057
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,015839	0,00052074
Capacidade contratada - Produto mensal	0,018276	0,00060085
Capacidade contratada - Produto diário		0,00080113
Terminal GNL		
Capacidade contratada - Produto anual	0,012184	0,00040057
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,015839	0,00052074
Capacidade contratada - Produto mensal	0,018276	0,00060085
Capacidade contratada - Produto diário		0,00080113
Armazenamento Subterrâneo		
Capacidade contratada - Produto diário		0,00001512

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis às entradas, são aplicados os fatores multiplicativos aos preços dos produtos anuais que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos fatores multiplicativos consta do documento “Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014”.

Quadro 3-16 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

CAPACIDADE CONTRATADA - PONTOS DE ENTRADA	Multiplicadores
Interligações internacionais (Campo Maior)	
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00
Interligações internacionais (Valença)	
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00
Terminal GNL	
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00
Cariço Armazenagem	
Produto trimestral	-
Produto mensal	-
Produto diário	1,00

O Quadro 3-17 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Interligações internacionais (Valença)	
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Terminal GNL	
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Clientes em AP	
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,022245
Energia (EUR/kWh)	0,00001810
Redes de Distribuição	
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,022245
Energia (EUR/kWh)	0,00001810
Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)	
Energia (EUR/kWh)	0,00179774

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, de forma a viabilizar o acesso à rede de transporte de clientes de alta pressão que apresentam utilizações da rede concentradas no tempo, a tarifa de Uso da Rede de Transporte inclui duas opções tarifárias para entregas concentradas no tempo, a saber: (i) opção tarifária de curtas utilizações e (ii) opção tarifária flexível.

Os preços da opção tarifária de curtas utilizações para entrega a clientes de alta pressão foram obtidos de modo a que a opção entre a tarifa base e a de curtas utilizações seja indiferente para um cliente cuja modulação corresponda a um número de dias equivalente a metade da utilização média dos clientes de alta pressão.

O Quadro 3-18 apresenta os preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,006674
Energia (EUR/kWh)	0,00188669

Em resultado do parecer do Conselho Tarifário, onde se valoriza o alinhamento de soluções entre Portugal e Espanha, opta-se por aprovar uma tarifa flexível com características semelhantes ao praticado em Espanha. Nestas circunstâncias os multiplicadores que relacionam o preço da capacidade mensal com o preço da capacidade anual são respetivamente $k=1$ nos meses de verão (abril a setembro) e $k=2$ nos meses de inverno (outubro a março). Adicionalmente só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.

A opção pelos multiplicadores apresentados onde, por um lado, o preço de capacidade mensal nos meses de verão face aos meses de inverno é mais reduzida e por outro lado, a agregação de contratos mensais e anuais só é permitida nos meses de verão é justificada pela maior concentração de consumos nos meses de inverno. Conforme referido esta opção é idêntica ao praticado em Espanha, assegurando-se a harmonização de regras no espaço Ibérico.

Com a presente decisão os consumidores poderão optar pelas seguintes opções tarifárias de acesso às redes:

- Tarifa de longas utilizações:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
 - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
 - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.
- Tarifa flexível:
 - Contratação exclusivamente mensal
 - A capacidade base anual contratada é nula.

- o A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
 - o O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.
 - o O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) é o dobro do preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.
- Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão
- o A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
 - o A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
 - o O preço da capacidade base anual é igual ao preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.
 - o O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.

Esclarece-se também, conforme solicitado pelo Conselho Tarifário, que a contratação mensal, no âmbito da nova tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP, considerando uma contratação exclusivamente mensal.

**Quadro 3-19 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída –
contratação exclusivamente mensal**

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL MENSAL	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,022245
Capacidade mensal adicional (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/mês	0,044491
Energia (EUR/kWh)	0,00001810

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP, considerando uma contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão.

**Quadro 3-20 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída –
contratação anual e mensal**

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL ANUAL E MENSAL	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade base anual EUR/(kWh/dia)/mês	0,022245
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,022245
Energia (EUR/kWh)	0,00001810

3.4 REGIME TRANSITÓRIO APLICÁVEL ÀS TARIFAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Conforme estipulado nas disposições transitórias do regulamento tarifário em vigor, entre 1 de julho de 2013 e a data de entrada em vigor do novo regime de atribuição de capacidade, aplica-se um regime transitório às tarifas de uso das infraestruturas da RNTIAT.

Estas tarifas mantêm a estrutura vigente no ano gás anterior, aplicando-se escalamentos dos preços de forma a garantir o nível de receitas previsto para o ano gás 2013-2014.

Neste capítulo são assim apresentados os preços das variáveis e opções tarifárias que deixaram de existir com a alteração regulamentar referida, só vigorando portanto no período transitório. Àquelas variáveis e opções que continuam a existir neste novo paradigma aplicam-se os preços constantes dos capítulos anteriores.

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

3.4.1.1 PREÇOS DO SERVIÇO DE RECEÇÃO DE GNL

O quadro seguinte apresenta o preço de energia do serviço de receção de GNL da tarifa de curta duração, vigente durante o regime transitório.

Quadro 3-21 - Preço do serviço de receção de GNL da tarifa de curta duração – regime transitório

SERVIÇO DE RECEÇÃO	PREÇOS
Energia Curta Duração (EUR/kWh)	0,00021401

3.4.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

O quadro seguinte apresenta o preço do serviço de armazenamento de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração, vigente durante o regime transitório.

Quadro 3-22 - Preço do serviço de armazenamento de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração – regime transitório

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00002883

3.4.1.3 PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Os quadros seguintes apresentam os preços do serviço de regaseificação de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração, vigentes durante o regime transitório. Na opção de curtas durações existe apenas um termo variável proporcional à energia processada, resultando assim num preço de energia superior.

Quadro 3-23 - Preços do serviço de regaseificação de GNL da tarifa anual – regime transitório

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008353
Energia (EUR/kWh)	0,00019793
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)	127,43

Quadro 3-24 - Preço do serviço de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração – regime transitório

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO - CURTA DURAÇÃO	PREÇOS
Energia Curta Duração (EUR/kWh)	0,00109285

3.4.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, vigentes durante o regime transitório.

Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo – regime transitório

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS
Energia injetada (EUR/kWh)	0,00020619
Energia extraída (EUR/kWh)	0,00020619
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00001954

3.4.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O quadro seguinte apresenta os preços da Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de entrada da rede de transporte, vigentes durante o regime transitório.

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada – regime transitório

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008580
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008580
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008580
Armazenamento Subterrâneo (Carriço)	PREÇOS
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,000241

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte para as infraestruturas de alta pressão, vigentes durante o regime transitório.

Quadro 3-27 - Preços da tarifa de Uso da rede de Transporte por ponto de saída – regime transitório

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa de curtas durações de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de entrada da rede de transporte, vigentes durante o regime transitório.

Quadro 3-28 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada – regime transitório

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de entrada)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00128707
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00128707
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00128707
Armazenamento Subterrâneo (Carriço)	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00003611

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa de curtas durações de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte para as infraestruturas de alta pressão, vigentes durante o regime transitório.

Quadro 3-29 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de saída – regime transitório

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de saída)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00000000

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

3.5.1 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 permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema imputáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição.

Conforme decorre do Artigo 112º do Regulamento Tarifário, 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 3-30 e no Quadro 3-31.

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 3-32, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 3-30 - 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}				0,00094186
MP	Longas Utilizações			0,00094252
	Curtas Utilizações			0,00094252
	Flexível			0,00094252
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00094252
		≥ 100.001		0,00094252
BP>	Longas Utilizações			0,00094573
	Curtas Utilizações			0,00094573
	Flexível			0,00094573
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00094573
		≥ 100.001		0,00094573
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00094573
		Escalão 2	221 - 500	0,00094573
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00094573
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00094573

Quadro 3-31 - 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}				-0,00009430
UGS II _{<ORD}				-0,00274231
MP	Longas Utilizações			-0,00009436
	Curtas Utilizações			-0,00009436
	Flexível			-0,00009436
	Mensal	10 000 - 100 000		-0,00009436
		≥ 100.001		-0,00009436
BP>	Longas Utilizações			-0,00009468
	Curtas Utilizações			-0,00009468
	Flexível			-0,00009468
	Mensal	10 000 - 100 000		-0,00009468
		≥ 100.001		-0,00009468
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00275356
		Escalão 2	221 - 500	-0,00275356
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00275356
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00275356

Quadro 3-32 - 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			0,00084816
	Curtas Utilizações			0,00084816
	Flexível			0,00084816
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00084816
		≥ 100.001		0,00084816
BP>	Longas Utilizações			0,00085104
	Curtas Utilizações			0,00085104
	Flexível			0,00085104
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00085104
		≥ 100.001		0,00085104
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00180783
		Escalão 2	221 - 500	-0,00180783
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00180783
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00180783

3.5.2 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 a recuperar 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 Artigo 110º 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 3-33 - 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}				0,00140768
MP	Longas Utilizações			0,00140867
	Curtas Utilizações			0,00140867
	Flexível			0,00140867
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00140867
		≥ 100.001		0,00140867
BP>	Longas Utilizações			0,00141346
	Curtas Utilizações			0,00141346
	Flexível			0,00141346
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00141346
		≥ 100.001		0,00141346
BP<	Outra	Escalão 1		0,00141346
		Escalão 2		0,00141346
		Escalão 3		0,00141346
		Escalão 4		0,00141346
				0,00141346

3.5.3 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 de forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos.

Conforme decorre do Artigo 113º 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 2013-2014”.

3.5.3.1 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 3-34, no Quadro 3-35 e no Quadro 3-36.

Em resultado do parecer do Conselho Tarifário, onde se valoriza o alinhamento de soluções entre Portugal e Espanha, opta-se por aprovar uma tarifa flexível com características semelhantes ao praticado em Espanha. Nestas circunstâncias os multiplicadores que relacionam o preço da capacidade mensal com o preço da capacidade anual são respetivamente $k=1$ nos meses de verão (abril a setembro) e $k=2$ nos meses de inverno (outubro a março). Adicionalmente só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.

A opção pelos multiplicadores apresentados onde, por um lado, o preço de capacidade mensal nos meses de verão face aos meses de inverno é mais reduzida e por outro lado, a agregação de contratos mensais e anuais só é permitida nos meses de verão é justificada pela maior concentração de consumos nos meses de inverno. Conforme referido esta opção é idêntica ao praticado em Espanha, assegurando-se a harmonização de regras no espaço Ibérico.

Com a presente decisão os consumidores poderão optar pelas seguintes opções tarifárias de acesso às redes:

- Tarifa de longas utilizações:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
 - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
 - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.
- Tarifa flexível:
 - Contratação exclusivamente mensal
 - A capacidade base anual contratada é nula.
 - A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
 - O preço da capacidade mensal nos meses de verão (Abril a Setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.
 - O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (Outubro a Março) é o dobro do preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.

- Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão
 - o A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de Outubro a Março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
 - o A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
 - o O preço da capacidade base anual é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.
 - o O preço da capacidade mensal nos meses de verão (Abril a Setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.

Esclarece-se também e conforme solicitado pelo Conselho Tarifário, que a contratação mensal, no âmbito da nova tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

Quadro 3-34 - 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
				Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	
URD _{MP}				426,29	426,29	0,00077826	0,00001856	0,057632
MP	Longas Utilizações			426,29		0,00077826	0,00001856	0,057632
	Curtas Utilizações			426,29		0,00681756	0,00001856	0,011526
	Mensal							
			10 000 - 100 000	460,44		0,00999942	0,00923971	
			≥ 100.001	620,96		0,00503418	0,00427448	
BP>	Longas Utilizações					0,00389739	0,00001862	
	Curtas Utilizações					0,00389739	0,00001862	
	Flexível					0,00389739	0,00001862	
	Mensal							
			10 000 - 100 000			0,00389739	0,00001862	
			≥ 100.001			0,00389739	0,00001862	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220			0,00375332		
		Escalão 2	221 - 500			0,00375332		
		Escalão 3	501 - 1 000			0,00375332		
		Escalão 4	1 001 - 10 000			0,00375332		

Quadro 3-35 - 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)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
MP	Flexível	426,29		0,00077826	0,00001856	0,057632	0,115264

Quadro 3-36 - 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 e mensal)							
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)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
MP	Flexível	426,29		0,00077826	0,00001856	0,057632	0,057632

3.5.3.2 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 3-37, no Quadro 3-38 e no Quadro 3-39.

Os preços das várias opções tarifárias disponíveis são fundamentados de acordo com o mencionado no ponto anterior.

Quadro 3-37 - 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)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
URD _{BP>}				141,61	141,61	0,00569145	0,00010590	0,061100
BP>	Longas Utilizações			141,61		0,00569145	0,00010590	0,061100
	Curtas Utilizações			141,61		0,01422862	0,00010590	0,012220
	Mensal	10 000 - 100 000			213,27	0,01546741	0,00988187	
≥ 100.001			487,92	0,00963944	0,00405389			

Quadro 3-38 - 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)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
BP>	Flexível	141,61		0,00569145	0,00010590	0,061100	0,122200

Quadro 3-39 - 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 e mensal)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
BP>	Flexível	141,61		0,00569145	0,00010590	0,061100	0,061100

3.5.3.3 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 3-40 - Preços da tarifa de URD em BP <

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Tarifas	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			(EUR/mês)	Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
URD _{BP<}			0,22	0,00950773	0,00010590	0,061100
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,22	0,03908494		
	Escalão 2	221 - 500	0,96	0,03494815		
	Escalão 3	501 - 1 000	2,39	0,03084184		
	Escalão 4	1 001 - 10 000	2,43	0,03000682		

3.6 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

3.6.1 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 2013-2014, 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, 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, para o primeiro trimestre do ano gás 2013-2014 (terceiro trimestre de 2013).

Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, refletindo a evolução trimestral dos custos de aprovisionamento de energia.

Quadro 3-41 - 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)	0,03098623

3.6.2 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, para o primeiro trimestre do ano gás 2013-2014 (terceiro trimestre de 2013), apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, refletindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 3-42 - Tarifa de Energia 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	0,03111335
	Escalão 2	0,03111335
	Escalão 3	0,03111335
	Escalão 4	0,03111335

3.6.3 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, para o primeiro trimestre do ano gás 2013-2014 (terceiro trimestre de 2013), apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, refletindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 3-43 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,03883000
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,03896202

3.6.4 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 3-44 - 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)	2,17
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00053367

3.6.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 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 3-45 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,23
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00103967

3.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2013-2014.

3.7.1 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, curtas utilizações e opção flexível.

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2013-2014

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000960	0,022245	0,00073136
Curtas Utilizações	0,002829	0,006674	0,00021941

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	0,000960	0,022245	0,044491	0,00073136	0,00146272

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO (opção flexível anual e mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	0,000960	0,022245	0,022245	0,00073136	0,00073136

Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2013-2014

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000817	0,022245	0,00073136
Curtas utilizações	0,002686	0,006674	0,00021941

Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	0,000817	0,022245	0,044491	0,00073136	0,00146272

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP (opção flexível anual e mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	0,000817	0,022245	0,022245	0,00073136	0,00073136

Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2013-2014

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	0,000726	0,022245	0,00073136

3.7.2 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 opção flexível.

Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2013-2014

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	Termo tarifário fixo	Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio			
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/dia)	(€/kWh/dia)/dia
Longas Utilizações		426,29	0,003035	0,002275	0,057632	14,0152	0,00189476
Curtas Utilizações		426,29	0,009074	0,002275	0,011526	14,0152	0,00037895
Mensal	10 000 - 100 000	460,44	0,012256	0,011497		15,1378	
	≥ 100.001	620,96	0,007291	0,006531		20,4153	

Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Termo tarifário fixo	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio					
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês			
Flexível	426,29	0,003035	0,002275	0,057632	0,115264	14,0152	0,00189476	0,00378952

Quadro 3-55 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2013-2014 (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 e mensal)								
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			
Flexível	426,29	0,003035	0,002275	0,057632	0,057632	14,0152	0,00189476	0,00189476

Quadro 3-56 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2013-2014

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	Termo tarifário fixo	Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio			
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/dia)	(€/kWh/dia)/dia
Longas Utilizações		141,61	0,011853	0,002389	0,061100	4,6557	0,00200876
Curtas Utilizações		141,61	0,020391	0,002389	0,012220	4,6557	0,00040175
Mensal	10 000 - 100 000	213,27	0,021629	0,012165		7,0116	
	≥ 100.001	487,92	0,015801	0,006337		16,0411	

Quadro 3-57 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorem no ano gás 2013-2014 (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	141,61					

Quadro 3-58 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorem no ano gás 2013-2014 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO (opção flexível anual e mensal)								
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	141,61					

Quadro 3-59 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano a vigorem no ano gás 2013-2014

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO						
Escalão	Consumo (m ³ /ano)			Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
				(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0	-	220	0,22	0,042444	0,0073
Escalão 2	221	-	500	0,96	0,038307	0,0316
Escalão 3	501	-	1 000	2,39	0,034201	0,0785
Escalão 4	1 001	-	10 000	2,43	0,033366	0,0798

Note-se que ao abrigo do Artigo 23.º do Regulamento Tarifário, 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 e os consumidores ligados em MP com consumos anuais superiores ou iguais a 595 GWh (cerca de 50 milhões de m³) podem optar pelas tarifas de AP.

3.7.3 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 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 (tarifa de Uso da Rede de Transporte e tarifa de Uso Global do Sistema) 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 de Uso Global do Sistema e do preço da tarifa de Uso da Rede de Transporte, correspondendo este último ao preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte condicionada por uma modelação de 150 dias.

Quadro 3-60 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2013-2014

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00259694
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00179774
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00079920

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

O Decreto-Lei n.º 66/2010 que extingue as tarifas de Venda a Clientes Finais com consumo anual acima de 10 000 m³ prevê um regime transitório durante o qual os comercializadores de último recurso são obrigados a fornecer gás natural a clientes que ainda não tenham optado por outro comercializador, aplicando uma tarifa regulada, transitória, a publicar pela ERSE e atualizada trimestralmente.

A Portaria n.º 59/2013 estende o período de aplicação das tarifas transitórias aos clientes com consumos anuais acima de 10 000 m³ até ao dia 30 de junho de 2014.

O Decreto-Lei n.º 74/2012 determina a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, estabelecendo um regime transitório de 1 de julho de 2012 a 31 de dezembro de 2014 para os clientes com um consumo anual de gás superior a 500 m³ e inferior ou igual a 10 000 m³, e um período transitório de 1 de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 500 m³.

Durante o período de aplicação das tarifas transitórias os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador no mercado livre.

As tarifas transitórias são calculadas por soma das tarifas por atividade apresentadas nos quadros anteriores, a saber: tarifas de Acesso às Redes, tarifas de Energia e tarifas de Comercialização. Estes preços poderão ser revistos com uma periodicidade mínima trimestral.

3.8.1 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 no 3º trimestre de 2013.

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	2,51	0,0764	0,0826
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0709	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0624	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0624	0,1819

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	2,70	0,0741	0,0888
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0700	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0658	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0650	0,1819

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	2,70	0,0741	0,0888
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0700	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0658	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0650	0,1819

Quadro 3-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDPgás 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	2,23	0,0755	0,0732
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0700	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0658	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0588	0,1819

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	2,11	0,0750	0,0695
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0703	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0628	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0628	0,1819

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	2,11	0,0745	0,0695
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0703	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0655	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0641	0,1819

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016

Tarifas de gás natural a vigorar em 2013-2014

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)	
Escalão 1	0 - 220	2,70	0,0741	0,0888
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0700	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0658	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0650	0,1819

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)	
Escalão 1	0 - 220	2,70	0,0741	0,0888
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0700	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0658	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0650	0,1819

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)	
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0747	0,0695
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0707	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0638	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0622	0,1819

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)	
Escalão 1	0 - 220	2,70	0,0741	0,0888
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0700	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0658	0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0650	0,1819

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	2,48	0,0757		0,0816
Escalão 2	221 - 500	3,56	0,0707		0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,27	0,0638		0,1732
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,53	0,0622		0,1819

3.8.2 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 no 3º trimestre de 2013.

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.

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		145,84	0,051855	0,042391	0,061100	4,7946	0,00200876
Mensal	10 000 - 100 000	217,50	0,061631	0,052167		7,1505	
	100 001 - 1 000 000	492,14	0,055803	0,046339		16,1800	

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		430,52	0,042905	0,042145	0,057632	14,1541	0,00189476
Curtas utilizações		430,52	0,048944	0,042145	0,011526	14,1541	0,00037895
Mensal	10 000 - 100 000	464,67	0,052126	0,051366		15,2767	
	100 001 - 2 000 000	625,19	0,047161	0,046401		20,5542	

3.9 TARIFA SOCIAL

A situação de crescente incremento dos custos energéticos que se tem verificado internacionalmente e a intenção de prosseguir o aprofundamento da liberalização do mercado do gás natural justificam a adoção de medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis. Neste sentido, a Diretiva 2009/73/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno de gás natural, estabelece que os Estados-Membros definam o conceito de clientes vulneráveis, que poderá, designadamente, integrar as situações de pobreza energética. Cada Estado-Membro deve também aprovar medidas adequadas à proteção dos clientes vulneráveis.

Uma das formas de proteger os consumidores vulneráveis, na sua perspetiva de insuficiência económica, é garantir o seu acesso ao fornecimento de gás natural a preços razoáveis, independentemente de quem seja o prestador do serviço. A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de gás natural que se encontrem numa situação de carência socioeconómica pode ser uma das medidas a adotar, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas.

Foi neste quadro que o Governo aprovou o Decreto-Lei n.º 101/2011 que criou a tarifa social de Acesso às Redes. Neste diploma estabelece-se que os beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família para crianças e jovens e da pensão social de invalidez poderão usufruir de uma tarifa social de gás natural. Esta decisão é orientada pelo facto de serem as situações de carência socioeconómica que motivam a atribuição de recursos mínimos de sobrevivência ou complementares, como mecanismos de combate à pobreza ou de apoio social.

Adicionalmente o diploma estabelece que os clientes economicamente vulneráveis que podem beneficiar de uma tarifa social serão inevitavelmente consumidores domésticos, que sejam titulares de um contrato de fornecimento de gás natural para a sua habitação permanente e que o seu consumo anual deve ser igual ou inferior a 500 m³. Cada cliente economicamente vulnerável apenas pode beneficiar da tarifa social num único ponto de ligação às redes de distribuição de gás natural em baixa pressão. O limiar de consumo anual é considerado adequado para este efeito, correspondendo a um segmento de clientes muito significativo.

O modelo de proteção dos consumidores vulneráveis através de um desconto nas tarifas de Acesso às Redes em baixa pressão permite estender esta medida a todos os comercializadores que abasteçam estes consumidores, de forma compatível com a Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho.

Para além da tarifa social de Acesso às Redes a ERSE estabelece tarifas sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso.

Uma vez que a decisão relativa à definição do referido desconto a aplicar aos clientes se insere no âmbito da política energética nacional, sem prejuízo da sua componente social, o valor do desconto a considerar no processo de fixação das tarifas de gás natural para o ano seguinte é calculado pela ERSE tendo em conta o limite máximo da variação da tarifa de venda a clientes finais social definido anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Assim sendo e considerando o referido enquadramento, o Despacho n.º 4261/2013 estabelece que para o ano gás 2013-2014 o limite máximo da variação da tarifa de venda a clientes finais social dos comercializadores de último recurso é de 0,9 %.

Para se obter o referido desconto na tarifa de Acesso às Redes, a ERSE adota a seguinte metodologia:

- 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 no preço de energia da tarifa de Acesso às Redes calculado de forma que o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso seja de 0,9 %.

No Quadro 3-73 apresentam-se os descontos nos preços da tarifa de Acesso às Redes nos dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-73 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes

	Energia (€/kWh)	Tfixo (€/mês)
Escalão 1 (0 a 220 m ³)	0,011749	0,22
Escalão 2 (220 a 500 m ³)	0,007957	0,96

Estes descontos são aplicados na tarifa social de Acesso às Redes e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

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 na documentação que acompanhe as faturas enviadas aos clientes de gás natural fornecidos em baixa pressão com consumo anual igual ou inferior a 500 m³.

3.9.1 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 2013-2014, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-74 - 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	0,030695	0,0000
Escalão 2	221	-	500	0,00	0,030350	0,0000

3.9.2 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, aplicáveis aos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, a vigorarem de julho de 2013 a junho de 2014, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-75 - 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	2,29	0,0647	0,0753
Escalão 2	221	-	500	2,60	0,0629	0,0854

Quadro 3-76 - 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	2,48	0,0624	0,0815
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0620	0,0854

Quadro 3-77 - 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	2,48	0,0624	0,0815
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0620	0,0854

Quadro 3-78 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDPgás 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	2,01	0,0638	0,0660
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0620	0,0854

Quadro 3-79 - 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	1,89	0,0633	0,0623
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0623	0,0854

Quadro 3-80 - 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	1,89	0,0628	0,0623
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0623	0,0854

Quadro 3-81 - 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	2,48	0,0624	0,0815
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0620	0,0854

Quadro 3-82 - 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	2,48	0,0624	0,0815
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0620	0,0854

Quadro 3-83 - 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	1,89	0,0630	0,0623
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0627	0,0854

Quadro 3-84 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0 - 220	2,48	0,0624	0,0815
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0620	0,0854

Quadro 3-85 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0 - 220	2,26	0,0640	0,0743
Escalão 2	221 - 500	2,60	0,0627	0,0854

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2013-2014

4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 60.º, 101.º, 173.º e 245.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) 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.
- Encargos com a rede a construir.
- Preço de leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.

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.

A regulamentação aprovada pela ERSE (RRC e Diretiva n.º 2/2011) estabelece ainda que compete à ERSE a fixação anual dos seguintes parâmetros de regulação associados ao cálculo dos encargos de ligação às redes:

- 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).
- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.

4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso retalhistas do Grupo EDP, do Grupo Galp Energia, a Sonorgás e a Tagusgás apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para os diversos preços regulados.

As propostas das empresas defendem a manutenção para o ano gás 2013-2014 dos preços e parâmetros atualmente em vigor.

As empresas justificam a manutenção da generalidade dos preços da seguinte forma:

- Os preços praticados pelos prestadores de serviços não sofreram alterações relevantes considerando a evolução dos seus contratos de prestação de serviços.

-
- Consideram que após a conclusão da revisão da regulamentação em curso e da subsequente subregulamentação, existirão condições para uma revisão mais alargada dos conceitos aplicados e respetivo cálculo.

À semelhança do que tem vindo a acontecer em anos anteriores, as propostas apresentadas pelas empresas não apresentam o grau de fundamentação que seria desejável para a aprovação dos preços dos serviços regulados para vigorarem no ano gás 2013-2014. Espera-se, mais uma vez, que esta situação seja alterada no futuro com um investimento maior por parte das empresas reguladas na justificação detalhada das suas propostas.

4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2013-2014

Os preços dos serviços regulados atualmente em vigor tiveram em conta o parecer unânime do Conselho Tarifário de 17 de maio de 2010 que recomendava que os preços dos serviços regulados devem refletir a totalidade dos custos. Na mesma linha, o parecer do Conselho Tarifário de 15 de Maio de 2012 sublinhou a aderência aos custos relativamente ao preço de leitura extraordinária.

Para o ano gás 2013-2014, os operadores das redes de distribuição propõem a manutenção dos preços atualmente em vigor. Tendo em conta a convergência realizada no passado para a aderência aos custos, a ERSE considera aceitável a manutenção dos preços proposta pelas empresas para os seguintes serviços:

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

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

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2013-2014 são os indicados no Quadro 4-1.

**Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás
natural (ano gás 2013-2014)**

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
				Preços	Variação face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Interrupção de fornecimento:	17,01	17,01	17,01	0%
	Restabelecimento do fornecimento:				
	Dia útil (8 às 18h)	25,51	25,51	25,51	0%
	Dia útil (18 às 20h)	30,32	30,32	30,32	0%
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento	9,81	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 2013-2014 são os indicados no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2013-2014)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
			Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€/m)	30,90	30,90	30,90	0%
Rede a construir (€/m)	49,50	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 2013-2014 assume o valor apresentado no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2013-2014)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor	Preço proposto pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
				Preço	Varição face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	14,17	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

Os valores da quantia mínima em caso de mora assumem no ano gás 2013-2014 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 2013-2014)

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
			Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	1,25	0%
Mais de 8 dias	1,85	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 103.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 requerente, correspondem ao maior dos seguintes valores:

- a) 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.
- b) Percentagem do custo verificado para a construção da ligação em causa.

A concretização dos princípios estabelecidos no RRC foi efetuada pela ERSE através da Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, que estabeleceu a fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural e fixou em 20% o valor da percentagem referida no artigo 103.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 (Fj). Os fatores para a baixa e média pressão em vigor até 30 de junho de 2013, são os seguintes:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³(n)) – 0,0427 €/kWh.
- Média Pressão – 0,0208 €/kWh.

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 2013-2014 conduz aos seguintes fatores aprovados pela ERSE para vigorar entre 1 de Julho de 2013 e 30 de Junho de 2014:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³(n)) – 0,060613 €/kWh.
- Média Pressão – 0,022454 €/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 112.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 112.º do RRC prevê as seguintes situações:

- a) Instalações preparadas para utilizar gás natural (posteriores à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 521/99, de 10 de Dezembro).
- b) Instalações não preparadas para utilizar gás natural (anteriores à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 521/99, de 10 de Dezembro).
- c) Instalações não servidas por redes de distribuição de gases combustíveis.

Nas situações referidas na alínea c) e nos termos estabelecidos no RRC, o máximo de custos aceites para efeitos tarifários corresponde a 95% do valor de referência aplicável às situações previstas na alínea b).

Os valores atualmente em vigor foram aprovados pela ERSE tendo em conta os valores da execução correspondente ao ano de 2010. A informação disponível sobre a execução de 2011 aponta para os seguintes valores de custo unitário médio:

- 450 euros para conversões de instalações (situações correspondentes à alínea a) do n.º 3 do artigo 112.º do RRC).
- 761 euros para reconversões (situações correspondentes às alíneas b) e c) do n.º 3 do artigo 112.º do RRC).

Os valores a vigorar nos anos civis de 2013 e 2014 são os indicados no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Valores de referência (anos civis de 2013 e 2014)

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor	Preços aprovados pela ERSE	
		Valores	Varição face aos preços em vigor (%)
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 112.º do RRC	463,00	450,00	-2,81%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 112.º do RRC	787,00	761,00	-3,30%

5 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA

O Artigo 44.º do RRC prevê que a ERSE possa estabelecer um valor 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, materializado no Artigo 71.º do RT que prevê a possibilidade de aceitação desses custos fora do âmbito da aplicação das metas de eficiência a que estão sujeitos os restantes custos de exploração.

Na sequência de trabalhos idênticos realizados no ano passado, a REN enviou à ERSE um estudo relativo à evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna para as diferentes UAG em funcionamento e o crescimento dos custos associados a esta atividade.

O quadro seguinte sumariza a análise à informação disponível realizada pela ERSE.

Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna

	Nº UAG abastecidas	Nº cisternas transportadas	Total energia transportada (MWh)	Custo total (€)	Custo médio por MWh e distância UAG serviço público (cent€/ (MWh x km))
2009-2010	30	2037	625 676	1 919 960	0,66
2010-2011	34	2331	705 502	2 180 523	0,76
2011-2012	34	2526	761 215	2 334 632	0,80
2012-2013 (*)	41	2648	808 713	2 537 760	0,83

Nota: * Projeção baseada nos dados dos 3 primeiros trimestres do ano gás

A tendência verificada permite estabelecer com segurança um valor máximo para o custo que o operador da rede de transporte pode aceitar que lhe sejam transferidos, que será função da energia transportada e da distância percorrida até cada UAG.

Em complemento, constatou-se que os contratos de transporte de GNL por camião cisterna apresentam uma componente de custo que é independente da distância percorrida e outra que varia com essa distância. A análise das melhores opções que permitem internalizar a componente fixa levou à decisão de estabelecer dois valores diferentes para o custo máximo unitário, em função da distância percorrida ser superior ou inferior a 110 km.

Deste modo, os valores para o custo máximo referido anteriormente estabelecidos para o ano gás 2013-2014, em função da distância percorrida entre o Terminal de GNL de Sines e a Unidade Autónoma de GNL, serão os seguintes:

- 0,83 cent€/ (MWh x km), para distâncias superiores a 110 km.

- 1,53 cent€/ (MWh x km), para distâncias inferiores ou iguais a 110 km.

Apesar do valor unitário por km ser superior em 85% para as duas UAG que se situam a distâncias inferiores ou iguais a 110 km, o valor médio por unidade de energia transportada para estas UAG é inferior ao pago para as restantes.

Outro aspeto que foi analisado relaciona-se com o surgimento recente de comercializadores que optam por descargas parciais de GNL em mais do que uma UAG. Sendo claro que esta opção do comercializador não deverá aumentar o custo médio do transporte, a análise efetuada permitiu decidir que a distância a ser considerada no cálculo do valor máximo aceitável deverá corresponder à média das distâncias que seriam percorridas entre o Terminal de GNL de Sines e as UAG em causa, caso fossem realizadas descargas completas em cada uma das UAG.

6 ANÁLISE DE IMPACTES

6.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

No presente capítulo apresenta-se o impacte verificado nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2013-2014.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade regulada, entre 2012-2013 e 2013-2014, é apresentada da Figura 6-1 à Figura 6-7 e do Quadro 6-1 ao Quadro 6-7. Estes preços médios referem-se às entregas de gás natural aos utilizadores das infraestruturas.

A evolução dos preços médios, apresentada nas figuras e quadros seguintes, é representada através de três estados distintos. O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2012-2013. No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2013-2014, para as diferentes infraestruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2013-2014 e os respetivos impactes tarifários.

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 tarifária representa exclusivamente o efeito da variação dos preços da tarifa. A variação do preço médio representa quer o efeito da variação de preços, quer o efeito de alteração do cabaz das quantidades vendidas.

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

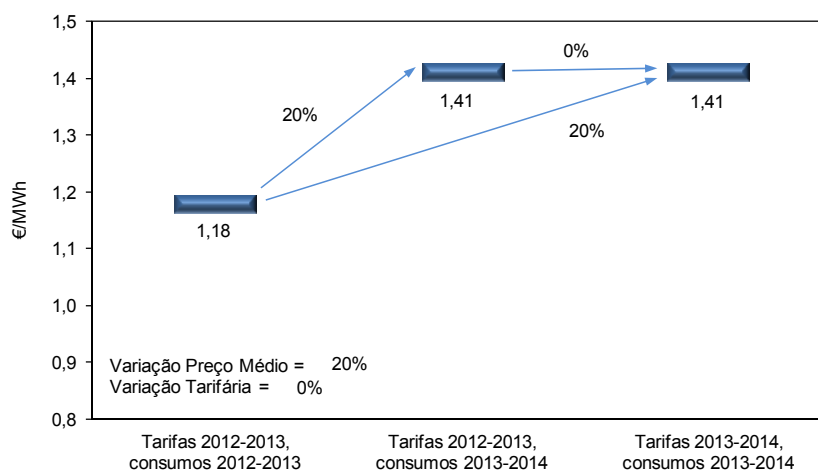
No Quadro 6-1 e na Figura 6-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2013-2014.

Quadro 6-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Receitas (10 ³ EUR)	46 597	38 735	38 738
Quantidades (GWh)	39 528	27 461	27 461
Preço médio (€/MWh)	1,18	1,41	1,41

Para efeitos de cálculo do preço médio, foram consideradas as quantidades de energia à entrada do Terminal.

Figura 6-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



6.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

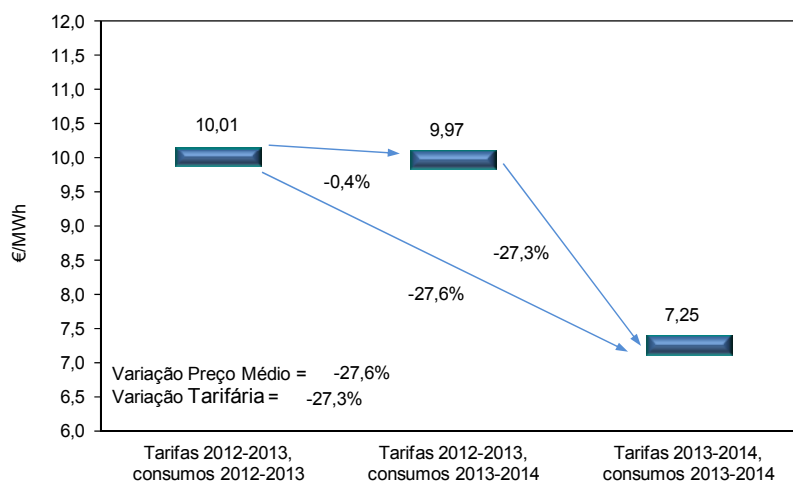
No Quadro 6-2 e na Figura 6-2 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo do ano gás 2012-2013 para ano gás 2013-2014.

Quadro 6-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Receitas (10 ³ EUR)	20 748	25 992	18 903
Quantidades (GWh)	2 072	2 606	2 606
Preço médio (€/MWh)	10,01	9,97	7,25

Para efeitos de cálculo do preço médio apresentado utilizou-se como variável a energia armazenada diariamente.

Figura 6-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo



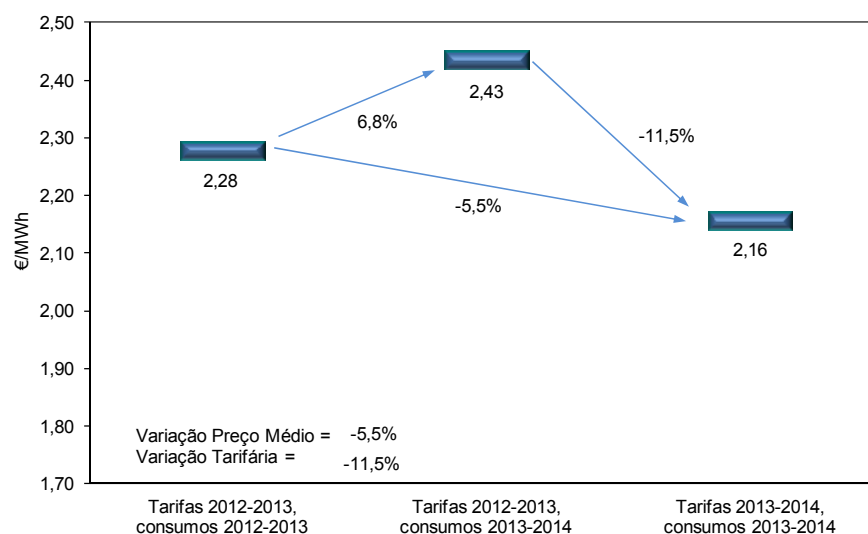
6.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 6-3 e na Figura 6-3 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte. Este preço médio inclui quer os preços de entrada quer os preços de saída da RNT.

Quadro 6-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Receitas (10 ³ EUR)	136 652	131 706	116 611
Quantidades (GWh)	59 930	54 091	54 091
Preço médio (€/MWh)	2,28	2,43	2,16

**Figura 6-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte
do operador da rede de transporte**



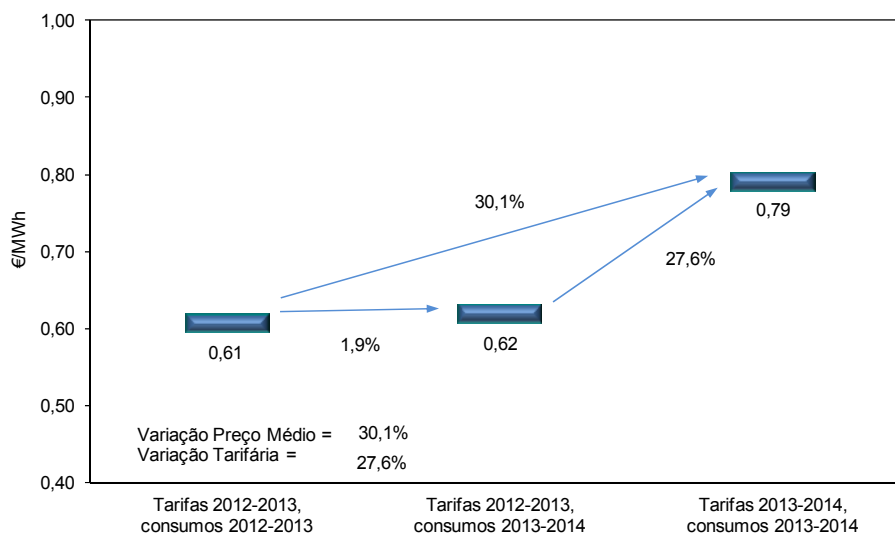
6.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 6-4 e na Figura 6-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede transporte entre o ano gás 2012-2013 e o ano gás 2013-2014.

**Quadro 6-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
do operador da rede de transporte**

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Receitas (10 ³ EUR)	36 469	33 536	42 799
Quantidades (GWh)	59 930	54 080	54 080
Preço médio (€/MWh)	0,61	0,62	0,79

Figura 6-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte



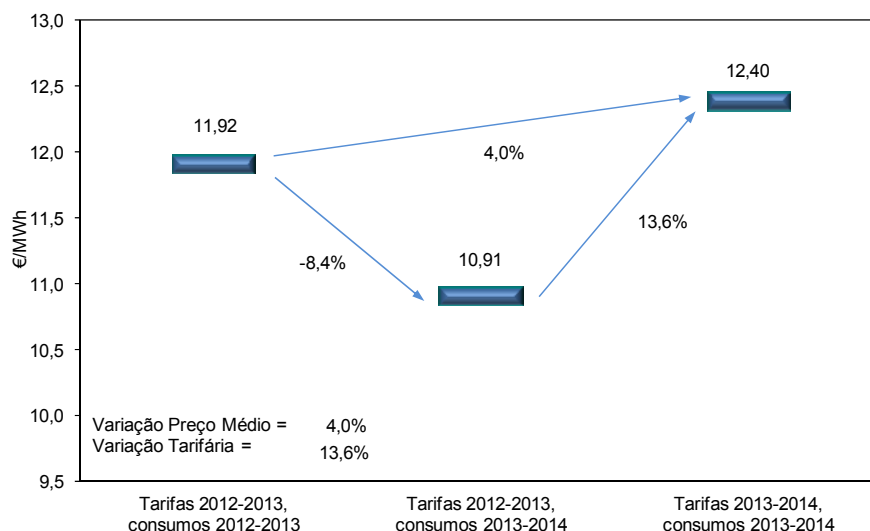
6.1.5 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 6-5 e na Figura 6-5 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 6-5 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Receitas (10 ³ EUR)	304 452	274 488	311 786
Quantidades (GWh)	25 551	25 152	25 152
Preço médio (€/MWh)	11,92	10,91	12,40

Figura 6-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição



6.1.6 TARIFA DE ENERGIA APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

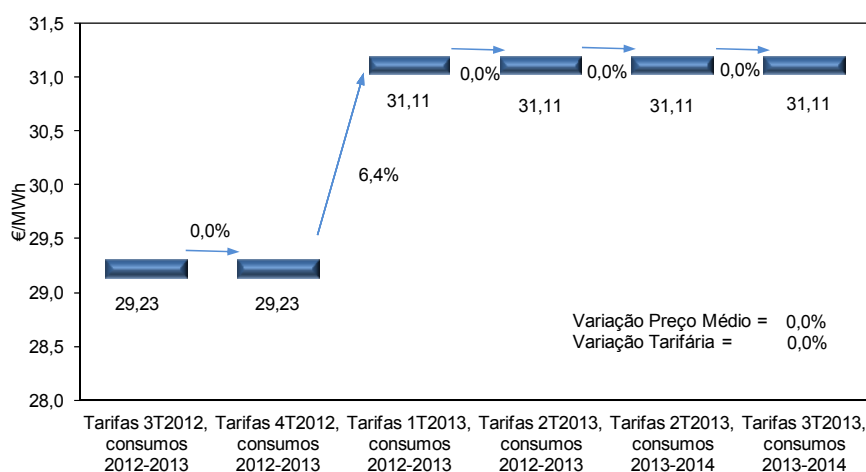
No Quadro 6-6 e na Figura 6-6 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. A partir de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assumiu caráter transitório.

Quadro 6-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 3T2012, consumos 2012-2013	Tarifas 4T2012, consumos 2012-2013	Tarifas 1T2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2T2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2T2013, consumos 2013-2014	Tarifas 3T2013, consumos 2013-2014
Receitas (10 ³ EUR)	114 092	114 092	121 440	121 440	80 616	80 616
Quantidades (GWh)	3 903	3 903	3 903	3 903	2 591	2 591
Preço médio (€/MWh)	29,23	29,23	31,11	31,11	31,11	31,11

Conforme se ilustra na Figura 6-6, no 3.º trimestre de 2013 verifica-se uma variação tarifária de 0% na tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, relativamente às tarifas do 2.º trimestre de 2013.

Figura 6-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



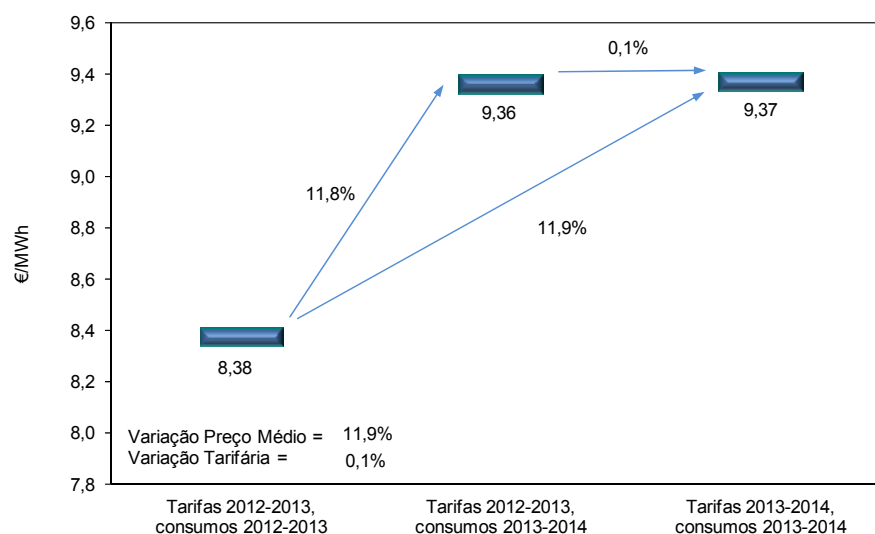
6.1.7 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

No Quadro 6-7 e na Figura 6-7 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. A partir de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assumiu caráter transitório.

Quadro 6-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Receitas (10 ³ EUR)	32 690	24 254	24 285
Quantidades (GWh)	3 903	2 591	2 591
Preço médio (€/MWh)	8,38	9,36	9,37

Figura 6-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



6.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

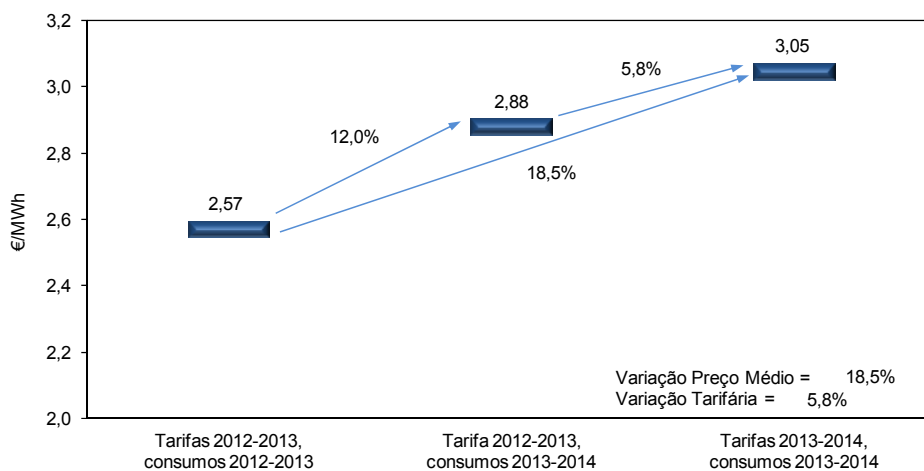
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de UGS, URT e URD, para os Centros Electroprodutores (CEP), para os clientes ligados em Alta Pressão, para os clientes ligados em Média Pressão, para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2012-2013 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2012-2013 aplicadas aos consumos do ano gás 2013-2014. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2013-2014.

Quadro 6-8 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifa 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Proveitos (10 ³ EUR)	53 086	38 087	40 304
Quantidades (GWh)	20 643	13 225	13 225
Preço médio (€/MWh)	2,57	2,88	3,05

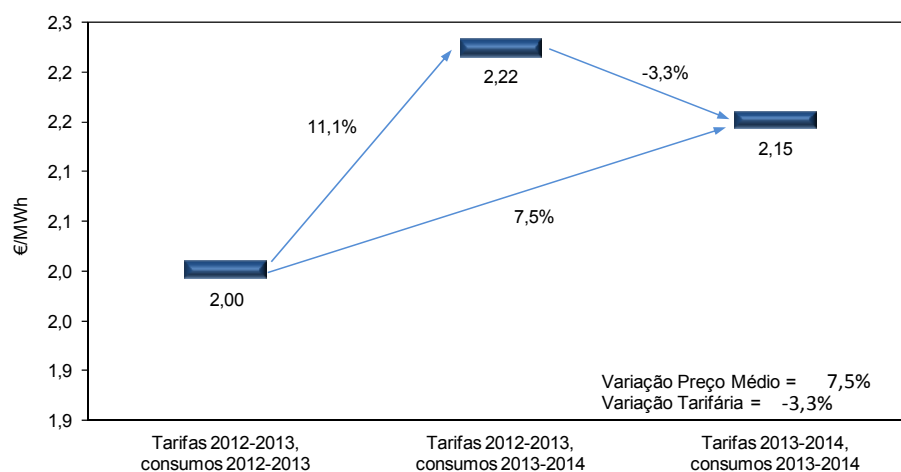
Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores



Quadro 6-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Proveitos (10 ³ EUR)	27 395	34 832	33 698
Quantidades (GWh)	13 686	15 658	15 658
Preço médio (€/MWh)	2,00	2,22	2,15

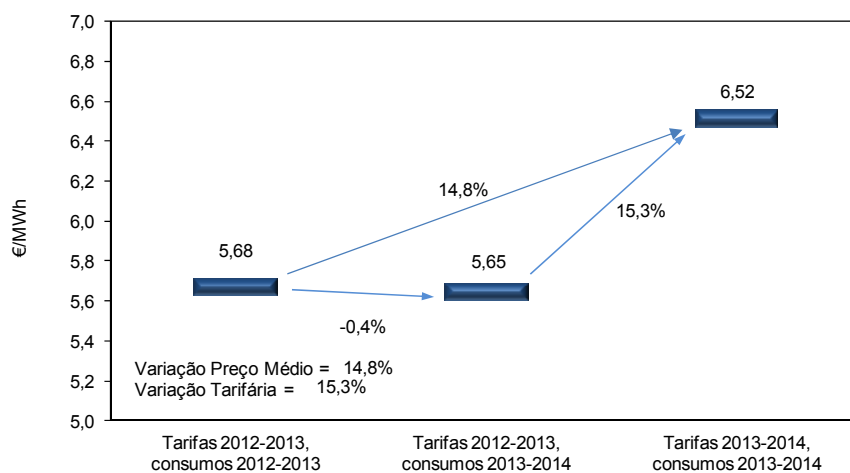
Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão



**Quadro 6-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos
clientes em Média Pressão**

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Proveitos (10 ³ EUR)	90 788	97 412	112 344
Quantidades (GWh)	15 994	17 238	17 238
Preço médio (€/MWh)	5,68	5,65	6,52

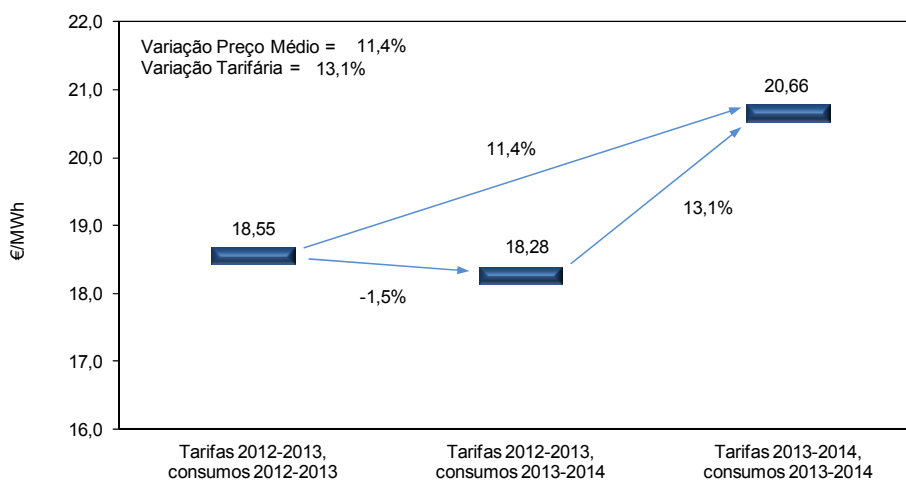
Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão



**Quadro 6-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos
clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³**

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Proveitos (10 ³ EUR)	94 210	69 250	78 289
Quantidades (GWh)	5 077	3 789	3 789
Preço médio (€/MWh)	18,55	18,28	20,66

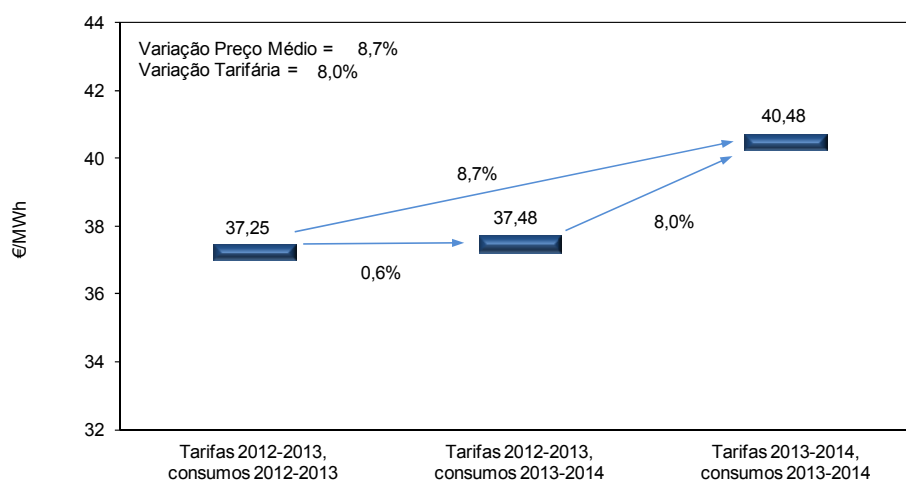
Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³



Quadro 6-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014
Proveitos (10³ EUR)	166 892	154 633	167 009
Quantidades (GWh)	4 480	4 125	4 125
Preço médio (€/MWh)	37,25	37,48	40,48

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



6.2.1 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2013-2014

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 da Rede de Transporte, tarifa de Uso Global do Sistema e tarifa de Uso da Rede de Distribuição. O acesso em alta pressão não inclui os centros electroprodutores.

Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013-2014

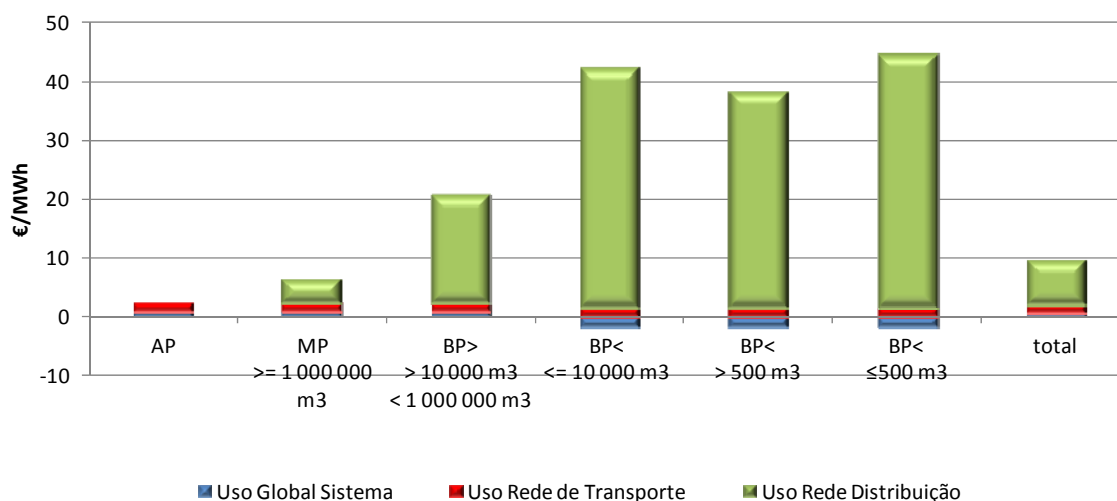
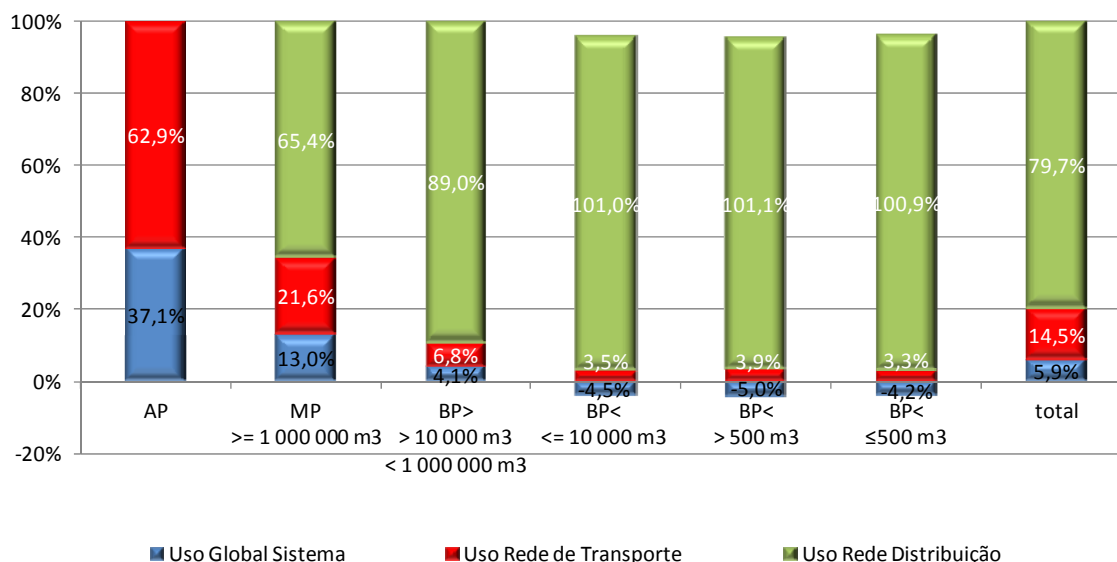


Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013-2014



6.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

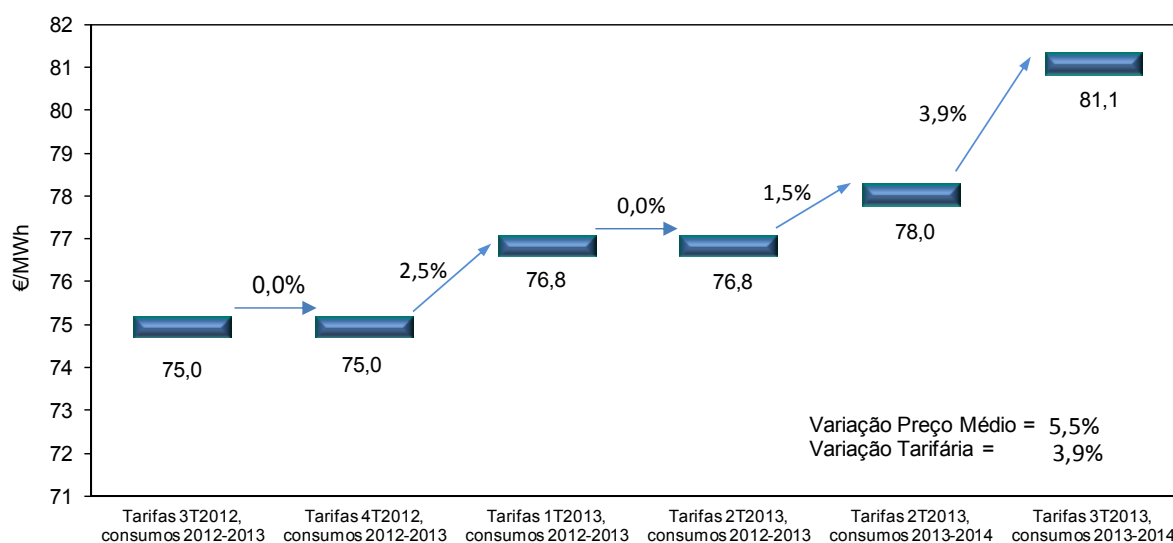
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, representada de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas.

A evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais a aplicar aos consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ está representada no quadro e figura seguintes.

Quadro 6-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 3T2012, consumos 2012-2013	Tarifas 4T2012, consumos 2012-2013	Tarifas 1T2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2T2013, consumos 2012-2013	Tarifas 2T2013, consumos 2013-2014	Tarifas 3T2013, consumos 2013-2014
Receitas (10 ³ EUR)	292 576	292 576	299 924	299 924	202 134	210 118
Quantidades (GWh)	3 903	3 903	3 903	3 903	2 591	2 591
Preço médio (€/MWh)	75,0	75,0	76,8	76,8	78,0	81,1

Figura 6-15 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



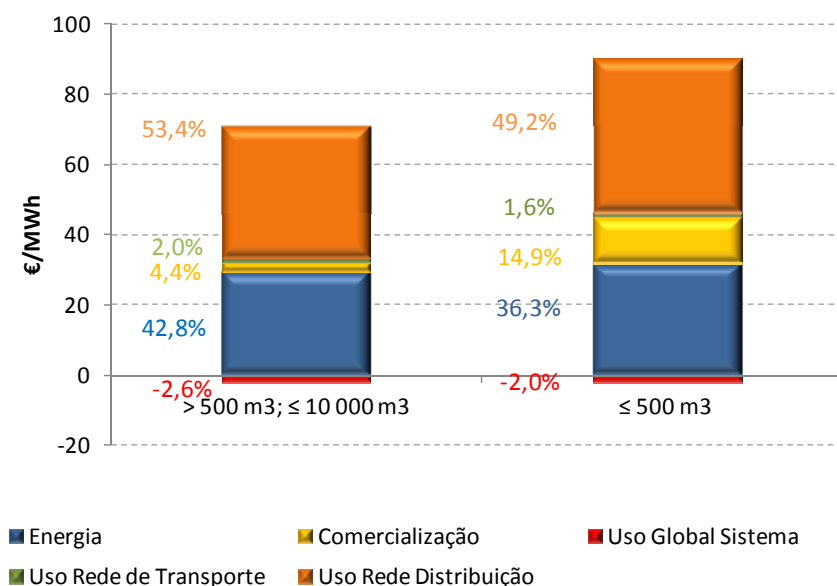
A ERSE define, também, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³, aprovando uma variação trimestral de 3,9%.

6.4 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2013-2014

6.4.1 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 de venda a clientes finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, pelas várias tarifas que a compõem, tarifa de Energia, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

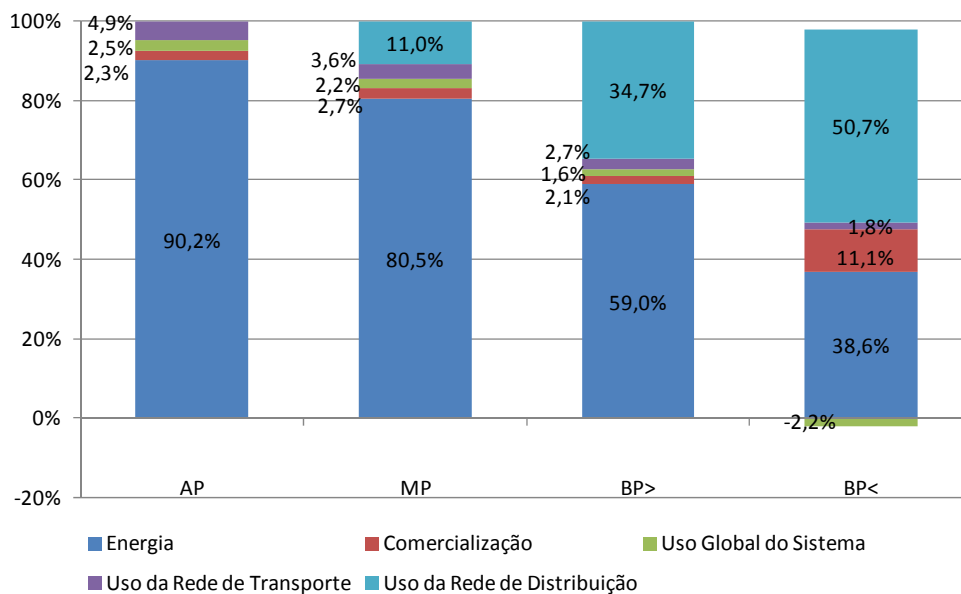
Figura 6-16 – Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ em 2013-2014



6.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO 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 Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Figura 6-17 - Estrutura do preço médio de venda a clientes finais em 2013-2014



ANEXOS

**ANEXO I
SIGLAS**

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AP	Alta pressão
BP	Baixa pressão
CE	Comissão Europeia
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURgc	Comercializadores de último recurso grandes clientes
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
CVGN	Compra e Venda de gás natural
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
FMI	Fundo Monetário Internacional
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
IHPC	Índice de Preços no Consumidor
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MP	Média pressão
ORD	Operadores de rede de distribuição
ORT	Operador de rede de transporte
PIB	Produto Interno Bruto
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais

SIGLAS	DEFINIÇÕES
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte

ANEXO II
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2013-2014
- Ajustamentos referentes aos anos de 2011 e 2012 a repercutir em 2013-2014
- Proveitos permitidos do ano gás 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural
- Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015 -2016
- Estrutura tarifária no Ano Gás 2013-2014
- Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural
- Análise dos investimentos do setor do gás natural

ANEXO III
**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2013-2016”**

[Handwritten signatures and initials on the right margin]

Parecer sobre a
“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014 e de Parâmetros para o triénio 2013-2016”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): *“(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”*¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector 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, não tem carácter vinculativo¹ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário² uma *“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014 e de Parâmetros para o triénio 2013-2016”* solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos tendo reunido conjuntamente com a entidade reguladora para aquele efeito em 02.05.2013 e em 13.05.2013.

Posto o que, nos termos do nº 3 do artigo 147º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o nº 1 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário³ emite o seguinte parecer:

PONTOS PRÉVIOS

1. A proposta da ERSE de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014”, apresentada num contexto económico adverso e recessivo encerra um acréscimo global médio de 3,9% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m³/ano, aqui se incluindo consumidores domésticos e outros consumidores, nomeadamente micro, pequenas e médias empresas.
2. O racional da variação tarifária proposta é justificado pela ERSE, na subida do preço das tarifas de acesso às infra estruturas devido à evolução negativa da procura do gás natural.

¹ Cf. artigo 48º do Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro

² Cf. Ref: E-Técnicos/2013/171/VM/ao de 15 de Abril.

³ Doravante abreviado por CT.

AL
ju
A
E
A
R

3. Por outro lado, o decreto-lei n.º 74/2012, de 26 de março, determina a calendarização da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais inferiores a 10.000 m³/ano, estabelecendo a fixação pela ERSE de tarifas transitórias com fator de agravamento a definir trimestralmente (art.º 4º, pontos 3 e 4). Deste modo as tarifas de venda a clientes finais, para os consumidores que permaneçam no mercado regulado, serão revistas trimestralmente
4. Com a sua proposta de tarifas de acesso às redes a ERSE anuncia, para o período que decorre entre 1 de julho de 2013 e 30 de junho de 2014, uma variação média relativamente ao período homólogo de 2012-2013, constante do quadro seguinte:

	Varição
Tarifas de Acesso às Redes	2013-2014/2012-2013
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³)	-11,3%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m ³)	13,40%
Clientes em BP < (< 10 000 m ³)	7,30%

Fonte: ERSE

5. Estas variações não contemplam a totalidade dos impactes nas faturas dos clientes finais, conforme *infra* analisado.
6. Como o CT já referiu em pareceres anteriores, os aumentos propostos contribuem para agravamento do ambiente de crise económica, em resultado da sua internalização na produção de bens e serviços, com a consequente perda de competitividade das empresas e acentuam a perda de poder de compra dos agregados familiares.

I – GENERALIDADE

A. BALANÇO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL

A.1. Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)

1. A rede pública de gás natural é constituída por: rede de transporte, armazenamento e terminal de GNL; redes de distribuição locais.
2. No Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - que integra, por lado, a exploração de infraestruturas, mediante concessões de serviço público e licenças de serviço público, e por outro, as atividades de comercialização, de último recurso e em regime de mercado -, operam as seguintes empresas:
 - REN Atlântico – operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL;
 - REN Armazenagem e Transgás Armazenagem – operadores da atividade de armazenamento subterrâneo;

Handwritten signatures and initials in the top right corner.

- REN Gasodutos – operador da rede de transporte;
 - Beiragás, Dianagás, Duriensegás, EDP Gás, Lisboagás, Lisboagás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, Portgás, Setgás, Setgás Comercialização, Sonorgás e Tagusgás – distribuidoras regionais e comercializadores de último recurso.
 - Atividade de comercialização livre exercida por agentes de mercado registados como tal junto da DGEG.
3. Conforme legislação em vigor, as diferentes atividades encontram-se jurídica e patrimonialmente separadas das restantes, com exceção dos operadores de rede de distribuição com número de clientes inferior a 100 mil, cuja separação da atividade de comercialização de último recurso é apenas contabilística.

A.2. Regulação económica do SNGN

A regulação económica foi implementada no setor do gás natural no ano-gás 2007/2008 para as infraestruturas de alta pressão e no ano-gás 2008/2009 para as atividades de distribuição e comercialização de gás natural.

a) 1º Período de regulação 2007-2008 a 2009-2010

A metodologia regulatória implementada foi:

- Receção, armazenamento e regaseificação de GNL - custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos;
- Armazenamento subterrâneo de gás natural – custos aceites;
- Transporte de gás natural – custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos;
- Distribuição de gás natural - custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos;
- Comercialização de último recurso retalhista – custos aceites, acrescida de uma remuneração do fundo de maneo e, ainda, um proveito adicional equivalente a 4€/cliente/ano (número de clientes no início de cada período de regulação), estatuído nos contratos de concessão.

Para as atividades de “Distribuição de gás natural” e “Comercialização de último recurso retalhista” foi definido um custo unitário de referência, com base em valores estimado para cada atividade, dada a inexistência de informação separada entre atividades.

Igualmente, iniciou-se em 2007 a abertura do mercado para os produtores de eletricidade em regime ordinário, concluída para todos os clientes em 2010.

Handwritten notes and signatures in the right margin, including initials like 'AC', 'J', and 'H'.

b) 2º Período de regulação 2010-2011 a 2012-2013

Em resultado do processo de extinção de tarifas - que se traduz numa forte diminuição do número de clientes e consequentemente do volume de vendas dos comercializadores de último recurso – foi definido, em 2010-2011, um mecanismo que salvaguardasse o interesse dos consumidores, por um lado, e o equilíbrio económico-financeiro das empresas, por outro.

Da experiência adquirida no 1º período regulatório e da consolidação das atividades das diversas empresas, foi implementado um novo modelo regulatório com aplicação de metas de eficiência em algumas atividades, em síntese:

- Receção, armazenamento e regaseificação de GNL - regulação por incentivos nos custos de exploração (OPEX); no custo com capital (CAPEX) com a utilização de uma metodologia de custos aceites com diminuição do período de alisamento do custo de capital para 10 anos;
- Armazenamento subterrâneo de gás natural – custos aceites e remuneração do CAPEX;
- Transporte de gás natural - regulação por incentivos no OPEX e no CAPEX custos aceites; com a extinção do alisamento do custo com capital e introdução da reposição gradual da neutralidade financeira a efetuar num período de 3 anos;
- Distribuição de gás natural - regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap* e no CAPEX custos aceites; com a extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital, foi definida a reposição gradual, em 6 anos, da neutralidade financeira, resultante da diferença entre o custo com capital alisado e o não alisado, acrescido de juros.
- Comercialização de último recurso retalhista - regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*, mantendo-se a remuneração do fundo de manio, mantendo o proveito adicional equivalente a 4€/cliente/ano.

c) Parâmetros para os 2 períodos de regulação

c.1. Custo de capital igual nos 2 períodos de regulação:

- 8% para o custo de capital das atividades relacionadas com as infraestruturas da Rede Nacional de Transporte Infraestruturas de Armazenamento e Terminal de GNL (RNTIAT);
- 9% para a atividade de distribuição de gás natural.

[Handwritten signatures and initials in the top right corner]

c.2. Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas no 2º período regulatório:

Metas de eficiência aplicadas às actividades reguladas

Actividade	Metas de eficiência	Impactes	
		Custos controláveis	Proveitos permitidos
Infraestruturas de Alta Pressão (Terminal de GNL e Transporte de GN) (a)	1% a 14%	-3,5%	-0,3%
Distribuição de GN	0,5% a 3,8%	-13,2%	-4,2%
Comercialização (b)	1% a 3%	-17,5%	-11,7%

(a) No Terminal de GNL acresce uma redução de 35% ao nível do Custo com Capital devido à alteração da metodologia de alisamento. No operador da rede de transporte a redução de custos operacionais é de 14%.

(b) Inclui os comercializadores do SNGN e CUR

B – ASPETOS GERAIS DA PROPOSTA

1. O CT assinala que a proposta apresentada pela ERSE, ao contrário do que se vinha observando anos anteriores, se apresenta de muito difícil leitura, nomeadamente pela falta das habituais referências cruzadas entre os diferentes documentos.
2. Em finais de 2012 e início de 2013 foi publicada diversa legislação do setor do gás natural, tendo a mesma sido vertida nos diversos regulamentos no âmbito da revisão regulamentar para o período de regulação 2013-2016.
3. Considerando que algumas destas alterações regulamentares têm impacte nos proveitos permitidos das empresas reguladas e ainda que, falta publicar alguma subregulamentação, entende o CT recomendar à ERSE que, de futuro, agilize o processo de publicação da subregulamentação antes da publicação da proposta de tarifas para o ano seguinte, habilitando deste modo o CT de toda a informação relevante.
4. O Conselho Tarifário constata manter-se o litígio judicial respeitante ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e à interpretação dos Contratos de Concessão da Distribuição, reiterando Conselho Tarifário reitera que a ERSE deve evitar opiniões subjetivas quanto à posição das partes no âmbito desses litígios.

[Handwritten signatures and initials]

II - ESPECIALIDADE

A - TARIFAS E PREÇOS PARA 2013-2014

A.1. COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

1. Considerando o contexto legal e o facto de, a partir 31 de dezembro de 2015, os CUR passarem a assumir a sua função e natureza residual de salvaguarda das necessidades dos consumidores vulneráveis, o CT continua a alertar para a necessidade de, em tempo, definir o futuro dos atuais CURs, cujos custos têm impactos na tarifa UGS.
2. Aguarda o CT com expectativa que lhe sejam apresentadas propostas que se baseiem na eficiência dos custos desonerando maximamente as tarifas, designadamente pela reincorporação das atividades CUR na Distribuição quando o número de clientes baixar dos 100.000 ou pela fusão entre CURs.

A.2. MERCADO LIVRE

1. Na contratação em regime de mercado todos os consumidores pagam os custos de utilização das redes, fixados pela ERSE, e negociam ou recebem propostas de preços de energia e de comercialização por parte dos comercializadores de mercado.
2. A extinção do mercado regulado pressupõe a adesão dos consumidores ao mercado livre sendo, para esse efeito, fixadas tarifas transitórias de venda a clientes finais, cujo agravamento será analisado trimestralmente pela ERSE.
3. Ao cabo de mais de 3 anos desde o levantamento da última barreira legislativa que ainda impedia o acesso de alguns clientes, nomeadamente residenciais, à contratação do seu fornecimento de gás natural em mercado livre, estima-se que uma percentagem elevada dos clientes, ainda, seja atualmente fornecida pelos CURr em regime de tarifas transitórias de venda.
4. O CT faz notar que a ausência de publicação ou disponibilização na proposta ao CT de informação atualizada pela ERSE, relativa à caracterização efetiva do Mercado Livre, condiciona o conhecimento do CT sobre a atual situação do Mercado, nomeadamente sobre a sua atual efetiva taxa de liberalização e dinâmica, em particular nos segmentos de clientes industriais de menor dimensão de consumo e clientes residenciais.⁴

⁴ De acordo com apresentação pública da ERSE, em outubro de 2012, na reunião anual da AGN, 90% do volume do mercado encontra-se liberalizado e 10% encontra-se no mercado regulado.

5. Consequentemente, o CT não possui uma peça importante para construir um racional crítico relativamente ao ponto de partida da “*Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2013-2014*” que esteve na base da proposta, nomeadamente porque este ponto de partida se baseia numa previsão da ERSE (julho 2013) tendo em consideração a informação prestada por cada ORD e CUR.
6. De referir, por exemplo, que a caracterização apresentada para a Baixa Pressão Inferior, tem implícitas taxas de liberalização (% ML/MTotal) que, apesar de distintas entre ORDs, sejam iguais independentemente do escalão de consumo em alguns dos ORDs. Este pressuposto, parece incompatível com o facto de a proposta apresentar tarifas transitórias de venda que ainda não são aditivas, nomeadamente nos escalões 3 e 4 da Baixa Pressão Inferior.
7. A existência destas distorções confronta com a própria definição de “*tarifa transitória de venda*”, conforme estabelecido no DL n° 74/2012, de 26 de março e com o seu papel de mecanismo regulatório indutor da adesão gradual dos clientes às formas de contratação oferecidas no mercado.
8. O CT recomenda, assim, que a ERSE avalie a razoabilidade deste pressuposto *fundamental da construção tarifária e que defina de forma transparente uma trajetória de evolução das tarifas para a aditividade*, que permita aos comercializadores em mercado fazer a avaliação da sustentabilidade das ofertas comerciais a praticar.
9. Reconhece o CT que, apesar de em regime de mercado, os comercializadores serem livres de formar os seus preços na negociação ou nas propostas que apresentam aos clientes, naturalmente que as tarifas definidas pela ERSE, tanto as tarifas de acesso como também as tarifas transitórias de venda, desempenham um papel importante nessa dinâmica e na capacidade que os comercializadores têm, ou não, de competir no Mercado.
10. Efetivamente a proposta contempla, por um lado uma evolução crescente dos custos de utilização das infraestruturas do SNGN e, por outro, a ainda falta de aditividade em alguns escalões da BP<, podem condicionar a dinâmica competitiva dos agentes em Mercado.
11. Salienta, ainda, o CT, o tratamento escasso e assimétrico que a Proposta faz dos clientes com consumos acima dos 10.000 m³, nomeadamente no que respeita à análise de impactos da variação do preço médio da tarifa transitória de venda, que, de acordo com o documento de caracterização da procura, ainda se aplica a um número significativo de clientes ainda fornecidos por CURr.

N.
AL.
ju
H
E
A

12. Ainda, o CT considera importante que a ERSE desenvolva um estudo detalhado sobre a liberalização do mercado do GN considerando, entre outros aspetos, as taxas de saída do mercado regulado; o referencial de preços e as condições de venda no mercado livre; barreiras à entrada em resultado da ausência de aditividade e períodos de fidelização praticados.
13. O CT regista no entanto, que das simulações efetuadas com base no simulador da ERSE se verifica a existência de ofertas com algumas opções adicionais no mercado livre, resultando em faturas de gás natural inferiores às subjacentes às tarifas transitórias de venda a cliente final.

A.3. – NÍVEL TARIFÁRIO

1. O preço médio – que obtém comparando, para dois anos consecutivos, os valores obtidos pela divisão dos proveitos pelas quantidades previstas - é um indicador fundamental do nível tarifário e por isso, a sua variação, deverá indicar a variação média da fatura de uso da infraestrutura.
2. Esta análise é distinta da que se pode efetuar à aplicação da estrutura tarifária de um ano e comparação com o seguinte, uma vez que a estrutura tarifária pode incluir alterações de base tarifária que impedem a sua análise comparada direta, devendo alternativamente ser avaliado o custo global de aplicação da tarifa.
3. A tarifa de UGS tem, segundo os valores indicados na proposta de tarifas, um aumento do preço médio de cerca de 31%. Relativamente às tarifas de uso de redes, salienta-se que a tarifa de URT (incluindo os termos de entrada e saída) tem uma diminuição do preço médio de aproximadamente 14%, enquanto que a tarifa de URD tem um aumento do preço médio de 5%. Estas tarifas têm um peso diferente para os utilizadores.

Tabela 2 – Evolução do custo e das tarifas por atividade - Tarifas UGS, URT e URD

Tarifas	Var. Preço médio	Var. Tarifária
UGS	31%	29%
URT	-14%	-19%
URD	5%	14%

Fonte: ERSE

4. Na tarifa UGS embora com um aumento do preço médio de aproximadamente 31%, os custos diretamente relacionados com a atividade de GTGS (CAPEX e OPEX associados a esta atividade), que totalizam 12 M€, sofrem uma redução de cerca de 2M€.

5. Os proveitos permitidos da tarifa URT para 2013-2014 são inferiores ao valor de proveitos aprovado para 2012-2013 devido ao decréscimo de proveitos associados à recuperação de desvios de anos anteriores a recuperar em 2013-2014.
6. Para 2013-2014 cerca de 70% dos proveitos da tarifa URT são recuperados essencialmente através dos preços de capacidade utilizada aplicados às saídas para clientes AP e para as redes de distribuição o que compara com cerca de 80% do ano anterior.
7. O CT regista a redução de 14% no preço médio da atividade de uso da rede de transporte num momento de crise particular do país e retração, mesmo que moderada, de consumos. Esta redução devia implicar a redução do custo médio do uso da rede de transporte em favor de todos os consumidores, o que não ficou claro para Conselho (cf. *infra*).
8. O preço médio da atividade URD sofre um aumento de 5%. Esta tarifa tem um peso de cerca de 81% no custo do acesso para os clientes nas redes de distribuição. Este facto, decorre dos índices de utilização reduzidos característicos dos perfis de consumo doméstico em Portugal, com recurso reduzido a consumos de aquecimento, ao contrário de outros países europeus onde os consumos de aquecimento induzem elevadas utilizações da rede e, por isso, um melhor custo unitário do uso das infraestruturas de distribuição.
9. Esta particularidade torna impossível a comparação internacional do custo do gás a clientes finais, sem isolar este efeito, por ter por base uma realidade muito diferente.
10. O CT recomenda que a variação do preço médio da tarifa de URD seja acompanhado pela ERSE tendo em conta o seu peso no custo final dos consumos dos clientes finais ligados às redes de distribuição.
11. Para o caso do terminal, a tarifa UTRAR tem uma variação do preço médio de 32% decorrente da redução de atividade sentida por este tipo de infraestrutura na conjuntura atual de preço elevado do GNL em outras geografias. Em sentido contrário, o armazenamento subterrâneo tem uma variação que reflete o aumento da sua escala, com a introdução de mais uma cavidade em operação e a redução da recuperação de desvios de anos anteriores, estando agora mais próximo do valor efetivo do custo da infraestrutura.

[Handwritten signatures and initials]

Tabela 3 - Evolução do custo e das tarifas por atividade - Tarifa UTRAR e UAS

Tarifas	Var. Preço médio	Var. Tarifária
UTRAR	32%	10%
UAS	-30%	-29%

Fonte: ERSE

12. O CT sublinha a importância da quase ausência de desvios no armazenamento, em particular pelo facto de a faturação ter permitido a recuperação dos proveitos permitidos, permitindo por isso que o custo do uso das infraestruturas reflita apenas os seus custos efetivos e não a recuperação de proveitos de períodos anteriores que sempre distorcem as tarifas e os proveitos permitidos em prejuízo da competitividade das infraestruturas e dos seus utilizadores.
13. O CT recomenda que o nível tarifário destas infraestruturas de armazenamento e terminal de receção, pela sua importância e enquadramento de mercado, sejam mantidos compatíveis com os níveis tarifários do mercado ibérico garantindo a sua sustentabilidade.

A.4. TARIFAS

1. O Conselho Tarifário destaca, em primeiro lugar, que em virtude da recente alteração do regulamento tarifário a estrutura de algumas tarifas se alterou significativamente, embora o respetivo nome e designação se tenham mantido.
2. Em consequência da alteração do método de acesso à capacidade de entrada na rede de transporte, que passa a ser efetuado com base em reserva de capacidade, não é possível por exemplo, efetuar uma comparação direta entre o peso atual da componente tarifária do transporte no custo total de acesso à rede de transporte e o seu peso no novo ano gás 2013-2014.
3. O CT conclui que, no tocante às tarifas de acesso, não ser esperado que a fatura final de cada cliente reduza em linha com o anunciado pela ERSE em termos médios.

[Handwritten signatures and initials in the right margin]

A.4.1. Tarifas das infraestruturas em AP

1. Na sequência da modificação regulamentar das regras do acesso a infraestruturas⁵, que passará a ser feito com base em contratação de capacidade, a ERSE introduz alterações significativas na estrutura das tarifas de uso das infraestruturas de alta pressão, designadamente do terminal de GNL de Sines, do armazenamento subterrâneo e da entrada na rede de transporte.
2. A contratação de capacidade pode ser efetuada em vários horizontes temporais – anual, trimestral, mensal, diário – podendo corresponder, a cada um deles, um preço de tarifa distinto possibilitando-se, ainda, a contratação cumulativa de modo a acomodar o perfil específico de utilização das infraestruturas de cada agente.
3. O preço da tarifa anual passa, agora, a corresponder a um valor associado ao perfil médio de utilização das infraestruturas, que é superior ao que se encontrava em vigor no anterior regime (pagamento de um preço de capacidade associado ao valor máximo utilizado por cada agente de mercado nos últimos doze meses). Este aumento de preço pode ou não conduzir a um aumento dos custos dos agentes, dependendo da sua capacidade de otimização da contratação do acesso a estas infraestruturas.
4. Importa referir que os comercializadores que utilizem apenas uma das entradas no SNGN e/ou que forneçam carteiras de clientes com perfil de consumo estável⁶, como não terão grande margem de otimização nas condições da proposta, sofrerão efetivamente aumentos dos custos de entrada no SNGN, aumentos que não poderão deixar de repassar aos consumidores.
5. Salienta-se o caso da entrada na rede de transporte, cujo preço da tarifa anual sofre um aumento significativo (de 0.00858 para 0.018074 €/kWh/dia)/mês - valor para contratação anual) que, embora parcialmente compensado pela redução no preço de saída representa, ainda assim, um aumento considerável no cômputo global.
6. No que respeita ao terminal de Sines, mesmo considerando a otimização possível ajustando as tarifas aplicáveis ao perfil de utilização de capacidade de armazenamento e regaseificação do agente de mercado em concreto, verificam-se também aumentos significativos dos custos médios de acesso (com aumento do preço médio de acesso de cerca de 32% resultante, em grande parte, da redução, de aproximadamente 30%, das quantidades previstas), que prejudicam a competitividade desta infraestrutura face à alternativa de abastecimento através do sistema espanhol.

⁵ De acordo com o previsto na regulamentação comunitária.

⁶ O que é o caso da maioria dos consumidores, excluídas as centrais termoeléctricas e os casos pontuais de industriais sazonais.

7. A definição de preços base elevados para a contratação anual de uso das infraestruturas de alta pressão, pode conduzir ao aumento dos preços praticados no mercado nacional, ao afastamento de comercializadores do mercado português e à perda de competitividade do terminal de GNL de Sines pelo que, as soluções a implementar pela ERSE neste âmbito, devem ter em conta as regras do sector em Espanha.
8. O CT considera ser essencial que a ERSE assegure que os preços das tarifas não permitam, nem promovam, distorções de procura, devendo adequar-se ao comportamento correto dos agentes.
9. Assim, o Conselho sugere que a ERSE reduza o preço de contratação de capacidade anual nas infraestruturas por contrapartida dum agravamento do valor dos multiplicadores a aplicar à contratação trimestral, mensal e diária, facilitando desta forma a transição para o novo sistema de acesso, sem penalizar por essa via os consumidores.

A.4.2. Tarifa URT

1. A ERSE, ao aumentar a proporção de proveitos regulados a recuperar por via de uma tarifa, a de entrada na RNTGN, que define, mas que não faz parte da chamada “tarifa de acesso ao SNGN” não contribui para a clareza no apuramento do custo por cada utilizador. De facto a tarifa de acesso – que engloba a tarifa de saída da rede de transporte, a tarifa de uso global do sistema e a tarifa de uso da rede de distribuição – não considera a tarifa de entrada.
2. A dificuldade de apuramento do custo por cada utilizador é agravada pelo anúncio pela ERSE de uma “descida da tarifa de transporte de 19%”, colocando sobre os comercializadores o ónus de informar os consumidores das variações tarifárias totais verificadas no setor ou, em alternativa, assumir o termo de entrada como custos de energia, o que objetivamente não são.
3. Já no que respeita ao cenário de quantidades utilizado no cálculo da tarifa média de acesso à rede de transporte, sublinha-se a preocupação da ERSE no ajustamento do cenário de quantidades à redução da procura verificada no sector.

A.4.3. Tarifas de Acesso à Rede (TAR)

1. No conceito de aditividade de tarifas, a tarifa de acesso à rede de transporte é aplicada a todos os clientes incluindo os que estão ligados em média e baixa pressão.
2. Considerando que a tarifa de uso de transporte, por ponto de entrada, não faz parte do conjunto das tarifas que constituem a “Tarifa de acesso às redes”, mas que efetivamente faz parte das tarifas reguladas aplicadas pelos comercializadores aos seus clientes, salienta-se a perda de clareza na imputação dos custos totais associados à utilização das

redes, na proposta da ERSE. Em contratos em vigor para além do ano-gás 2012-2013, este efeito poderá induzir agravamento não justificado de custos.

3. Para clientes ligados em média e baixa pressão, além das variações tarifárias já referidas, acresce um aumento considerável, na ordem dos 14%, pelo que o CT manifesta a sua especial preocupação com os clientes empresariais que terão a sua fatura de gás significativamente agravada com implicação na sua competitividade, podendo mesmo, tal como já tem ocorrido, encerrar com impacte negativo no consumo gás e da sua capacidade de diluir os custos das infra-estruturas.

A.4.4. Tarifas Flexíveis

1. O CT regista a concretização nesta proposta da “Tarifa Flexível” estabelecida aquando da revisão regulamentar do Regulamento Tarifário e aplicável a consumidores com leitura diária abastecidos nos vários níveis de pressão.
2. O CT regista, também, o pressuposto assumido pela ERSE que, a introdução deste tipo de tarifas é benéfica para o sector do gás natural dado que contribui para a redução das restrições na utilização das infraestruturas de gás natural por consumidores que, de outra forma, se veriam impedidos de o fazer, potenciando o aumento de volumes no sistema, com a consequente redução de custos unitários a suportar por todos os consumidores.
3. A solução base apresentada pela ERSE prevê multiplicadores de 2 e 4, no verão e inverno respetivamente, sem restrições sazonais de contratação de capacidade.
4. A ERSE coloca também à apreciação do CT uma opção alternativa reduzindo os multiplicadores para 1 e 2, para verão e inverno respetivamente, com introdução de restrições ao “empilhamento de contratos” nos meses de inverno.
5. Reconhecendo vantagens no alinhamento de soluções entre Portugal e Espanha, o CT considera que a proposta não contém os elementos suficientes para poder recomendar uma ou outra opção pelo que, deverá a ERSE procurar aquela que aporte maior volume ao SNGN evitando, contudo, os aproveitamentos oportunistas.
6. O CT recomenda, ainda, que seja clarificado a formalização da contratação, uma vez que não é totalmente claro na proposta como será diferenciado o cliente em tarifa flexível, (logo com direito a utilização suplementar de capacidade nos termos previstos nesta tarifa), do cliente em regime anual de contratação de capacidade e bem assim esclarecer as restrições de contratação que se aplicarão.

A.4.5. Tarifas transitórias

O CT embora registe um esforço na correção no sentido da maior aditividade das tarifas transitórias de venda a clientes finais, não deixa de lembrar que as mesmas não atingem, ainda, a aditividade plena desejável.

A.4.6. Tarifa Social e ASECE

1. A tarifa social para o gás natural, foi introduzida em 2011, com o Decreto-lei nº 101/2011, de 30 de setembro, com o objetivo expresso de constituir um apoio aos consumidores de gás natural em situação de carência socioeconómica⁷ tendo, na mesma data, sido igualmente aprovado o regime legal de apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE - Decreto-lei nº 102/2011, de 30 de setembro), que visava complementar a própria tarifa social⁸.
2. A legislação define como sendo elegíveis para a aplicação da tarifa social os consumidores considerados economicamente vulneráveis que, sendo titulares de um contrato de fornecimento em instalação unicamente destinada a uso doméstico, ligada em baixa pressão e com consumo anual até 500 m³ de gás natural sendo, por sua vez, considerados consumidores economicamente vulneráveis os que sejam beneficiários de uma prestação social de entre o complemento social para idosos, rendimento social de inserção, subsídio social de desemprego, 1º escalão do abono de família, ou pensão social de invalidez.
3. Cabe ao comercializador, nos termos da lei, efetuar, junto dos serviços das instituições de segurança social competentes, a verificação das condições de elegibilidade para beneficiar da tarifa social e do ASECE, após a respetiva solicitação do consumidor.
4. A ERSE, relativamente à aplicação da tarifa social e do ASECE, aprovou uma Diretiva sobre as obrigações de informação a prestar no âmbito daqueles apoios sociais ao consumidor de energia, estabelecendo o conjunto mínimo de informações a prestar pelos comercializadores aos seus clientes.
5. O enquadramento legal definiu que o modelo de financiamento da tarifa social no setor do gás natural assentaria na contribuição exclusiva dos consumidores de gás natural, na proporção do consumo por si efetuado, ao invés do que sucede no setor elétrico, em que a tarifa social é financiada pelos operadores na produção em regime ordinário, circunstância já aludida em anteriores pareceres do Conselho Tarifário.
6. O modelo de financiamento do ASECE assenta em transferências diretas do Estado para os operadores das redes de distribuição e destes para os comercializadores.

⁷ cf. nº 1 do art.º 2º do Decreto-lei nº 101/2011.

⁸ Cf. foi reconhecido e apreciado positivamente no Parecer do Conselho Tarifário relativo à Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano-gás 2012-2013

7. O Decreto-lei nº 101/2011 estabelece, no seu artigo 10º, que a “(...) *caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser avaliada em 2013 (...)*”.
8. Passados dois anos sobre o início da implementação da tarifa social, atentas as atuais circunstâncias tanto económicas como sociais e face à perspetiva de revisão legislativa e regulamentar, o CT considera útil:
 - a) Reforçar as obrigações de informação dos consumidores maioritariamente famílias com baixo rendimento, idosos e com falta de acesso a fontes de informação;
 - b) Perspetivar alternativas de financiamento deste regime no gás natural, nomeadamente as que não onerassem o consumidor.

A.5. - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

1. A Lei nº 53-E/2006, de 29 de Dezembro define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas de ocupação de subsolo. Por sua vez os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito destas repercutirem nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais.⁹
2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no art.º 154.º do RT, a ERSE quantificou os valores das TOS a serem aplicados pelos operadores de redes aos consumidores em cada Município. A metodologia aprovada estabeleceu a estrutura de dois preços: um fixo e um de energia, para dois tipos de fornecimentos: (i) fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ e (ii) fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.
3. O CT constata que o impacto da introdução das TOS, apresentado pela ERSE no documento Estrutura Tarifária para o ano gás 2013-2014, reveste uma grande heterogeneidade entre municípios, desvirtuando a uniformidade tarifária no país que o CT tem propugnado, podendo induzir a retrações no consumo penalizadoras para o SNGN.

⁹ Cf Resolução do Conselho de Ministros nº.98/2008, de 08 de Abril, a saber: cláusula 8ª “É reconhecido à concessionária o direito de repercutir, para as entidades comercializadoras de gás ou para os consumidores finais, o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais que integram a área da concessão na vigência do anterior contrato de concessão mas ainda não pago ou impugnado judicialmente pela concessionária, caso tal pagamento venha a ser considerado obrigatório pelo órgão judicial competente, após trânsito em julgado da respectiva sentença, ou após consentimento prévio e expresso do concedente.”; Cláusula 9ª “Para efeitos do estabelecido no número anterior, os valores que vierem a ser pagos pela concessionária em cada ano civil serão repercutidos sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infra-estruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas, durante os «anos gás» seguintes, nos termos a definir pela ERSE. No caso específico das taxas de ocupação do subsolo, a repercussão será ainda realizada por município, tendo por base o valor efectivamente cobrado pelo mesmo.”

H Bj
H JL
J
S
V

4. O CT recomenda à ERSE que, sem prejuízo da autonomia local, desenvolva diligências junto dos municípios portugueses, facultando-lhes informação técnica e económica comparada, por forma a possibilitar-lhes uma fixação harmónica e equitativa das TOS.

A.6 – INVESTIMENTOS

1. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua racionalidade técnico-económica de modo a evitar impactos negativos nas tarifas.
2. Conforme referido pela ERSE, a fundamentação da expansão das redes de distribuição deverá merecer um suporte técnico-económico mais adequado. Com efeito, continua a não ser conhecido o referencial adotado pelos operadores de distribuição no que respeita a forma como é concretizada a expansão das suas redes, assinalando o CT a necessidade de implementar o estabelecido no Decreto-Lei nº 30/2006, na redação que lhe foi dada pelos Decretos-Lei nº 77/2011, nº 230/2012 e nº 231/2012.
3. Estes investimentos oneram o sistema não só pelo aumento do investimento em infraestruturas (CAPEX) como, também, pelos seus custos de operação e manutenção (OPEX).
4. Acresce que, em situações de contração económica em que os consumos de gás natural são mais reduzidos induzindo mais custos sobre menos consumos e conduzindo a aumentos de custos como se tem vindo a assistir nos últimos anos a fundamentação económica dos investimentos torna-se ainda mais imperiosa, incluindo investimentos não iniciados.
5. Constata-se pelos documentos apresentados pela ERSE a contenção dos investimentos nas infraestruturas em Alta Pressão.
6. No respeitante à atividade de distribuição onde os investimentos na Rede de Distribuição se mantêm na ordem de 70 Milhões de Euros /ano, o CT recomenda que a justificação da racionalidade dos investimentos previstos seja analisada de forma cuidada pela ERSE, atento o nível de consumos e os custos a suportar pelos consumidores para pagarem essas infraestruturas.

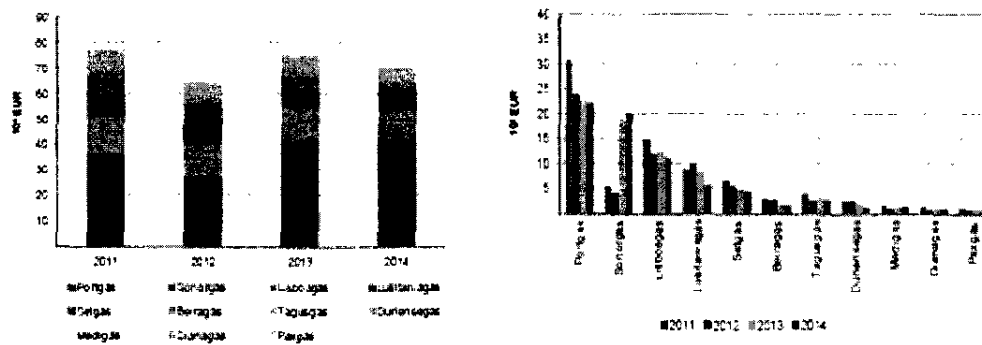
O Quadro 1-1 apresenta uma síntese do investimento para o período temporal em análise, para cada infraestrutura do SNGN

Quadro 1-1 – Montantes de investimento e períodos analisados, por infraestrutura do SNGN

Infraestrutura do SNGN	Período analisado	Classificação do investimento	Montante de investimento [10 ⁶ EUR]
RNTGN	Até 31 de dezembro 2011	Executado	33,03
	2012	Estimado	17,11
	2013	Previsto (c/ orçamento)	28,38
	2014	Previsto	12,71
	TOTAL		
Terminal de GNL de Sines	Até 31 de dezembro 2011	Executado	161,26
	2012	Estimado	21,35
	2013	Previsto (c/ orçamento)	0,90
	2014	Previsto	3,67
	TOTAL		
Armazenamento subterrâneo	Até 31 de dezembro 2011	Executado	34,39
	2012	Estimado	10,10
	2013	Previsto (c/ orçamento)	27,59
	2014	Previsto	43,72
	TOTAL		
RNDGN	2011	Executado	79,90
	2012	Estimado	66,72
	2013	Previsto (c/ orçamento)	77,83
	2014	Previsto	72,28
	TOTAL		
TOTAL (RPGN)			690,45

Fonte: Grupo REN, Grupo Gaip, Portugás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 1-4 – Evolução dos investimentos na RNDGN, para os anos 2011, 2012 e propostos para 2013 e 2014



Fonte: Grupo Gaip, Portugás, Tagusgás e Sonorgás

7. Recorda também o CT, ter tecido observações sobre a temática do sobreinvestimento no seu parecer de 2012 aí explicitando algumas situações que careciam de informação adicional e que tinha expectativa de ver esclarecida na presente proposta, em particular no que respeita a UAGs e nos custos Conversões/Reconversões, o que não sucedeu.

[Handwritten signatures and initials]

8. O CT apoia e considera vantajosa a implementação de um mecanismo de penalização de sobreinvestimento na atividade da distribuição, na medida em que os CAPEX são remunerados com base em custos aceites, por poder evitar a implementação de investimentos cuja racionalidade económica é questionável.
9. Assim, o CT destaca ser fundamental elaborar atempadamente a subregulamentação sobre o referido mecanismo, com identificação dos critérios a adotar para que um determinado investimento seja qualificado como sobreinvestimento e da penalização na remuneração dos desvíos referentes ao sobreinvestimento.

A.7 - PREÇOS REGULADOS

1. O Conselho regista o facto de terem sido mantidos para o ano gás 2013-2014 os preços dos serviços regulados praticados no ano anterior – Interrupção e Restabelecimento do Fornecimento, Leitura Extraordinária e Quantia Mínima em caso de Mora -, seguindo a ERSE a proposta das empresas reguladas nesse mesmo sentido, que apontava para continuação da situação desejável alcançada no ano gás anterior de os preços aplicados cobrirem os custos associados.
2. O CT nota igualmente o aparente lapso de redação no ponto 4.3.6 do documento “Tarifas e Preços”, em que as alíneas do artº112º do RRC, referidas no texto em *bullets* estarão trocadas.
3. No que respeita aos custos relativos às comparticipações nas ligações à rede, o CT regista igualmente a manutenção dos valores atuais, instando a ERSE a proceder tempestivamente à revisão da subregulamentação, com a necessária consulta a este CT, de modo a melhor monitorizar esta questão, atendendo ao seu peso relativo nos investimentos previstos, em particular na RNDGN.

A.8. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

1. O CT reconhece a relevância que o sistema de distribuição baseado em Unidades Autónomas de Regaseificação (UAGs) representa para o SNGN, na medida em que *permite que áreas geograficamente afastadas da RNTIAT, ainda que com características de concentração e nível de consumos que podem justificar a instalação de redes de distribuição autónomas, disponibilizando assim gás natural a um número crescente de consumidores.*
2. Neste sentido, considera-se de especial relevância o estabelecimento de condições adequadas para as empresas que garantem esta distribuição por UAGs, atendendo em particular à questão específica do transporte rodoviário, a qual cria questões de natureza particular.

H
AL
H
R
A

3. O CT considera que a proposta da ERSE, deverá ser melhorada de modo a que, sem prejudicar a necessária otimização da utilização de recursos no SNGN, sejam reconhecidas as especificidades associadas a este subsistema:

A.8.1.GESTOR LOGÍSTICO DAS UAGS (GL-UAG)

1. De forma a garantir a atempada coordenação do transporte rodoviário para as UAGs do SNGN, foi estabelecida a função do GL-UAG que, garante a contratação e programação da grande maioria dos transportes rodoviários para estas UAGs, traduzidos em mais de 2.200 cisternas/ano. Com esta gestão centralizada não apenas se incrementa implicitamente a segurança de abastecimento ao SNGN como, pelo efeito de escala introduzido, se melhora a eficiência limitando a criação de custos ociosos.
2. Estas atividades estão, de momento, acometidas ao Comercializador de Último Recurso Grossista, na lógica de que ainda se observa um peso significativo de fornecimento à comercialização de último recurso retalhista nas UAGs do SNGN.
3. Uma vez que os custos associados a esta função eram recuperados na Função de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes, extinta na recente revisão regulamentar, criou-se uma lacuna relativamente ao reconhecimento destes custos do CURG.
4. O CT recomenda, conseqüentemente, que a ERSE proceda à supressão da lacuna identificada através dos mecanismos mais adequados incluindo, se necessário, a pontual revisão regulamentar.

A.8.2. MECANISMOS DE EFICIÊNCIA NOS CUSTOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO

1. O CT tem expressado o seu apoio aos mecanismos de *price cap* criados pela ERSE, com definição de objetivos de eficiência para os custos operacionais, sendo neste contexto que se avalia a proposta agora apresentada.
2. Não se entende que caiba ao ORT, enquanto entidade que apenas liquida os pagamentos devidos aos comercializadores ativos em UAGs, garantir a eficiência desses custos, já que, caberá a quem contrata e gere os contratos de transporte rodoviário, assegurar a sua contratação e utilização eficiente.
3. O CT recomenda, assim, à ERSE que reveja a sua proposta, de modo a que, sem perder os objetivos de racionalidade e eficiência, sejam envolvidos os efetivos gestores dos contratos, de modo a estabelecer objetivos exequíveis, mas que não deixem de atender às sucessivas alterações ao nível da legislação de transporte de matérias perigosas, cujos impactos deverão ser reconhecidos nos custos verificados.

B – PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2013-2016

B.1. TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

1. No contexto regulatório a remuneração dos ativos regulados deve compensar os investidores pelo custo de oportunidade dos recursos investidos, protegendo os consumidores e garantindo um nível adequado dos investimentos no SNGN.
2. O custo de oportunidade das empresas a operar em Portugal no atual contexto de crise das dívidas soberanas deve ser calculado de forma cautelosa, já que é reconhecido que vivemos um contexto particularmente adverso ao nível do rendimento disponível das famílias e ao nível do financiamento das empresas.
3. Os Contratos de Concessão da atividade de distribuição, estabelecem que a taxa de remuneração a definir pela ERSE nos quatro períodos regulatórios a seguir ao primeiro deve ter em consideração o prémio de risco implícito na taxa de remuneração estabelecida para o primeiro período regulatório, pelo que a ERSE contempla esta condição na sua proposta de taxa de remuneração para 2013-2016.
4. Para o período de regulação 2013-2014 a 2015-2016 a ERSE procedeu à alteração da metodologia utilizada para determinação do custo do capital das atividades reguladas, tendo designadamente, alterado os pressupostos subjacentes à definição deste parâmetro.
5. Entre as alterações que foram introduzidas, o CT destaca a indexação do valor do custo de capital base à média das *yields* das OT a 10 anos, permitindo deste modo a adaptação do custo de capital inicialmente fixado pela ERSE à evolução das condições de financiamento dos mercados. No entanto, o valor de referência das OT na atividade de transporte está bastante próximo de valores verificados recentemente (6,5%), não se entendendo o racional para uma diferenciação deste valor de referência para a atividade de distribuição (9,5%). A proposta carece, assim, de objetividade e transparência neste ponto.
6. Analisando cada uma das variáveis que constitui o custo de capital, bem como as razões expostas pela ERSE para as opções que foram tomadas, o CT constata o seguinte:
 - O modelo utilizado para o cálculo do Custo do Capital Próprio, CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) tem subjacente a definição da taxa de juro de um ativo sem risco. A ERSE, na sua proposta, opta pela utilização da média aritmética dos últimos 5 anos das *yields* das *Bunds* e das OT a 10 anos, argumentando que esta abordagem permite refletir na taxa de juro sem risco parte do risco associado ao país, mas também o risco associado à zona monetária em que está incluído.

O CT entende que a opção proposta carece de objetividade, nomeadamente quanto à ponderação utilizada entre as *yields* da dívida portuguesa e as *yields* da dívida alemã.

[Handwritten signatures and initials]

- Para definição da variável β do capital próprio utilizada no cálculo do custo do capital próprio, a ERSE utiliza a metodologia *bottom-up* para chegar ao β do capital próprio para as atividades reguladas de gás natural de cada um dos grupos.

Optou assim por considerar um β de capital próprio de 0,59 para as atividades de alta pressão e 1,1 para a distribuição.

Entende o CT que face aos valores apresentados no quadro 5-4, a ERSE deveria esclarecer a sua proposta quanto à decomposição do β ajustado, explicitando o cálculo detalhado dos intervalos apresentados e a escolha do valor final relativamente a esses intervalos.

- O custo do capital alheio considerado pela ERSE é de 5,9%, face a uma taxa de juro de um ativo sem risco de 4,9% e a um prémio de risco da dívida de 1%. A ERSE admite no entanto, na sua proposta, que “*Pela natureza dos negócios e pela internacionalização dos grupos...as empresas do setor do gás natural consigam condições de financiamento abaixo de 5,4%*”. Confrontando ainda com a figura 5-6 relativa ao custo médio da dívida dos Grupos, verifica-se que, de um modo geral, as taxas de financiamento obtidas por estes grupos não chegam aos 4,5%.

Pelo exposto, considera o CT que a ERSE deverá explicitar de forma consistente o custo do capital alheio proposto em consonância com os dados que a própria apresenta e auscultando para essa análise as empresas reguladas.

B.2. PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL

1. O Conselho Tarifário expressa dúvidas sobre a alteração proposta para o estabelecimento do preço do mecanismo das “*Trocas Reguladas*”.
2. Tendo este mecanismo sido estabelecido como um procedimento de último recurso apenas a aplicar no caso de não ser possível um acordo entre os comercializadores com atividade no Terminal de GNL de Sines, considera-se que, a agora proposta de minimização dos custos de armazenagem considerados na formação do preço, pode conduzir a um valor artificialmente baixo, não representativo dos custos incorridos pelo CSNGN. Tal situação configuraria uma distorção da concorrência sem reciprocidade no âmbito do MIBGAS.
3. Assim, o CT recomenda que a ERSE reveja a proposta, garantindo a aderência do preço regulado ao custo efetivamente incorrido pelo CSNGN e reconhecendo a exigência de estabelecimento de armazenagem comercial por parte dos comercializadores contratantes do serviço de trocas reguladas.
4. O CT recomenda, ainda, que a ERSE avalie a concreta aplicabilidade do mecanismo atual.

Handwritten signatures and initials in the top right corner.

B.3. CUSTOS E EFICIÊNCIA

1. A importância de uma regulação por incentivos com estabelecimento de metas de eficiência deve ser fundamentada na partilha dos resultados entre empresas reguladas e consumidores.
2. O CT entende, por isso, ser de vital importância que:
 - a) Exista uma correta definição da base de custos;
 - b) As metas de eficiência impostas pela ERSE incidam apenas sobre os custos controláveis;
 - c) Seja totalmente transparente a repartição dos benefícios;
 - d) A exigência de eficiência seja cuidadosamente sopesada com a garantia da qualidade e segurança do serviço.
3. O CT considera positiva a manutenção da regulação por objetivos de eficiência para os custos das diversas atividades, no que pode representar de sinalização por uma continuada melhoria por parte das empresas reguladas.

B.3.1. OPEX da RNTIAT

1. O CT apoia a extensão da regulação por incentivos a todas as atividades associadas ao uso da infraestrutura em alta-pressão e reconhece a existência de dificuldade na obtenção dum modelo objetivo e de uma fundamentação teórica sólida no caso das redes de alta-pressão, dos sistemas de armazenamento subterrâneo ou dos terminais.
2. Os valores considerados no cálculo do OPEX de base para o período regulatório 2013-2016, baseiam-se nos custos reais auditados do ano 2011.
3. Considerando que, no caso concreto das empresas do universo REN naquele ano 2011, excecionalmente, pelo estatuto equivalente a empresa pública, a base de custos encontra-se afetada pelas medidas aprovadas pelo OE, o CT recomenda que os níveis de custo de partida do mecanismo de incentivos sejam corrigidos de acordo com os princípios da comparabilidade.
4. No caso particular da REN Atlântico, a ERSE propõe a separação entre custos de aquisição de eletricidade e restantes OPEX atribuindo indutores distintos, pelo que a sua implementação merece atenção para não gerar ganhos ou perdas não justificados sobre custos não controláveis.

[Handwritten signatures and initials in the top right corner]

B.3.2- OPEX da Distribuição

1. O CT nota que, de um modo geral, os objetivos de eficiência anuais se mantêm, tendo sido revista a ponderação do indutor “energia veiculada”, reconhecendo a maior preponderância que o número de pontos de entrega representa para a evolução dos custos.
2. Na definição da base de custos para o próximo período regulatório, a opção pela consideração dos custos reais auditados verificados em 2011, que eram já regulados por objetivos, é uma opção correta, na medida em que a própria ERSE reconhece que as empresas respeitaram os limites impostos para o ano em causa.
3. Nota-se, contudo, que a ERSE continua a aplicar quantidades diferentes – energia veiculada e número de pontos de consumo - na fixação das Tarifas e dos Custos/Proveitos. Como discutido neste Parecer, pela relevância que as estimativas representam para o estabelecimento do tarifário, recomenda-se a utilização de um quadro único de referência de quantidades em todo o processo.

B.5.3- OPEX da Comercialização de Último Recurso Retalhista

1. O CT valoriza, também, a manutenção da regulação dos custos por critérios de eficiência recomendando contudo, dada a crescente saída de clientes, uma especial monitorização da comercialização de último recurso, atividade cuja definição futura é urgente (cf. supra ponto A.1), por forma a equilibrar o funcionamento operacional das empresas com as exigências de qualidade de serviço que foram mantidas.
2. Notando, a título de exemplo, o reconhecimento de que “o peso dos custos fixos em algumas empresas ultrapassou os 30%”, mas o mesmo foi mantido em 20%, o CT recomenda a clarificação das opções tomadas da definição dos custos do ano base.
3. Também aqui o CT recomenda que a ERSE considere um cenário único de quantidades – para os CURRs energia vendida e número de clientes - na definição das Tarifas e dos Custos/Proveitos, por tal introduzir maior transparência no processo.

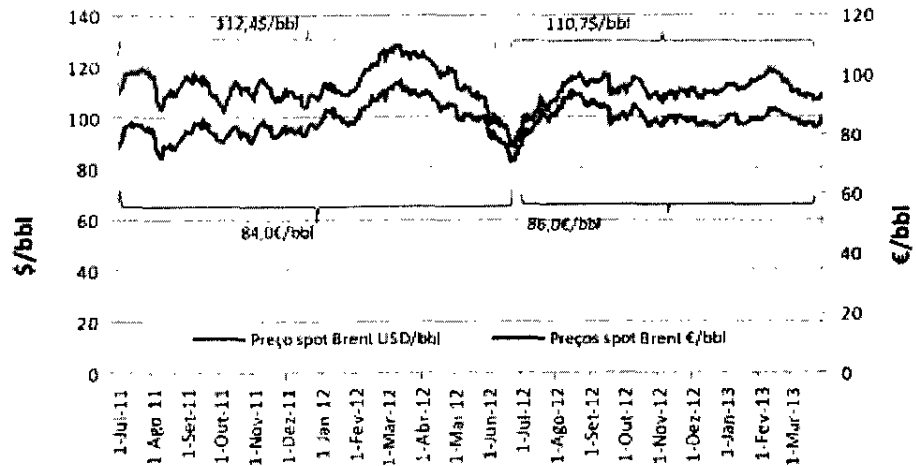
B.4. PREÇO DE AQUISIÇÃO DO GÁS

1. O custo de aquisição do gás natural considerado nas previsões de compra e venda de gás natural é de 3,0 cent€/MWh, representando um aumento de cerca de 3,5% face ao período anterior, em que o custo unitário de aquisição do gás natural considerado nas previsões de compra e venda de gás natural foi de 2,9 cent€/kWh.

Handwritten notes and signatures in the top right corner.

2. De acordo com a proposta apresentada a ERSE demonstra uma estabilização do mercado do petróleo:

Evolução do preço spot BRENT USD/bbl e €/bbl



Fonte: ERSE

3. Nesta conformidade o CT questiona a razão do aumento proposto pela ERSE, sugerindo a sua revisão em linha com a variação do preço por barril em euros.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Em 15 de Maio de 2013, o parecer que antecede foi votado na **GENERALIDADE** com excepção dos pontos destacados para votação tendo sido **em separado conforme declaração anexa**
APROVADO POR MAIORIA

com a seguinte votação:

Blank space for the voting results.

DGL - nos termos declarados (XII)
VGL - nos termos declarados (I)

Votos a favor

DECO - Manuel Moura

Representante da CUR nos termos declarados II

COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS - voto

a favor com abstenção no ponto A.5 - Taxas de ocupação do subsolo - com declaração de voto - Anexo I e Anexo PNL

Licenciados de distribuição local de GN - voto a favor, com 2 de recusa no ponto 2

Concessionárias de distribuição local de gás natural - voto a favor, com 2 de recusa no ponto 2

REN GÁS DUTOS nos termos de declaração (Anexo VIII)

COMERCIALIZADORES EM REGIME LIVRE - voto a favor com abstenções nos pontos A.5 - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO e B.2 - PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL, com declarações de voto - Manuel Moura R. F. Santos

Concessionárias actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e concessionárias actividades de armazenamento de gás natural - voto a favor, com abstenção no ponto A.5 e com 2 no ponto B.1

Votos contra

ANMP - nos termos declarados (II)

FENACOOP - nos termos declarados (III)

Representantes Grandes Consumidores - IB 4.; II A2.4. e A2.5.; II B1.; II B2 II B3.1.5.; II B3.2.3.; II B5.3.3. e B.53.2. (IV)

Concessionárias actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e concessionárias actividades de armazenamento de gás natural - B.1 (Anexo VIII)

REN GÁS DUTOS quanto ao ponto B.1 nos termos do Anexo VIII)

Por Manuel A. Pereira

Abstencões: A.5. (Anexo VI) B.2 (Anexo VII)

REN GÁS DUTOS ponto A.5 nos termos do Anexo VIII)

Voto de qualidade:

O parecer que antecede tem 26 (vinte e seis) páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos:

doze anexos contendo sentenças de voto e declarações de voto numeradas por ordem de I a XII

Representante da associação de defesa do consumidor (UGC)	Alfredo Rocha	Anexo I
Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP)	Ana Teixeira Pinto	Anexo VI
Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (AGN)	António Domingues Pires	Anexo IX Anexo I
Representante da Associação Nacional de Municípios (ANP)	Artur Trindade	Anexo II
Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico (Fenacoop)	Demétrio Alves	Anexo III
Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico (Fenacoop)	Fernando Parreira	Anexo III
Representante associação tendo como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000m ³ (APICER)	Duarte Palma Leal Garcia	Anexo IV e Anexo V
Representante da associação de defesa do consumidor (UGC)	Eduardo Quinta Nova	Anexo I
Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (EDP-Comercial)	Gonçalo Santos	Anexo VI Anexo VII
Representante as entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural (REN)	Isabel Fernandes	Anexo VIII
Representante das entidades titulares de distribuição de gás natural em regime de serviço público (GALP)	Jorge Lúcio	Anexo IX Anexo X
Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural (Transgás)	José M. Saldanha Bento	Anexo XI
Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000m ³ (CELPA)	José Ricardo Rodrigues	Anexo V
Representante de associações de defesa do consumidor (DECO)	Manuela Moniz	Anexo XII
Representante da Direcção-Geral do Consumidor (DGC)	Patricia Carolino	Anexo XII
Representante da concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) (REN)	Pedro Furtado	Anexo VIII
Presidente do Conselho Tarifário	Maria Cristina Portugal	Maria Cristina Portugal



DECLARAÇÃO

Alfredo Rocha e Eduardo Quinta Nova, representantes da UGC – União Geral de Consumidores no Conselho Tarifário da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE – declaram que **votam a favor na globalidade o Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014 e de Parâmetros para o triénio 2013- 2016.**

Lisboa, 15 de Maio de 2013

**Av. Almirante Gago Coutinho, 132
1700-033 Lisboa
Tel: 218875230
www.ugc.pt
e-mail: geral@ugc.pt**

Texto final do Parecer REF<COR_1859/2013>

ANMP, sg <mjseco@mune2.anmp.pt>
Para Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>
Cc: Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>

15 de Maio de 2013 às 13:34

Exma. Senhora
Dra. Maria Cristina Portugal
Presidente CT
ERSE

Tendo tomado conhecimento da comunicação de V. Exa., relativa ao texto final do parecer, venho, pelo presente, manifestar o meu voto contra.

Com os meus melhores cumprimentos.

O Secretário Geral
Artur Trindade



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES, FCRL

Não obstante uma parte do Parecer do Conselho Tarifário (CT) quanto às propostas da ERSE de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014” e de “Parâmetros para o triénio 2013-2016”, e agora presente para votação, se limitar ao registo de dados mencionados na Proposta da ERSE, e apesar de alguns dos considerandos críticos e de sugestões feitas ao longo de vinte e sete páginas serem passíveis de um acolhimento favorável, a posição da FENACCOOP (dois votos) é **globalmente contrária** ao Parecer, pelos motivos que se fundamentam na declaração de voto anexa.

Declaração de Voto

- a) A FENACCOOP, na sua condição de representante no Conselho Tarifário da ERSE de consumidores de carácter genérico de gás natural, designadamente de consumidores residenciais e pequenas empresas, não poderia, após a análise atenta aos diversos documentos presentes e, ainda, às diversas posições expressas em CT, deixar de se opor à nova proposta de estrutura tarifária para 2013/2014, que, acrescida da proposta de parâmetros para o triénio 2013-2016, é contrária aos interesses de mais de 1,2 milhões de consumidores de gás natural, introduzindo, aliás, alguns novos aspetos de incerteza que contribuirão para o aumento da insegurança por parte dos consumidores.
- b) E, porque entende que o Parecer agora produzido não configura uma clara e inequívoca rejeição dos aspetos centrais das Propostas de ERSE em apreciação, viu-se compelida a votar contra o Parecer.
- c) Acresce que o Parecer, ao assumir-se como exercício de cerzidura das posições dos representantes dos operadores empresariais privados do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e de alguns representantes de consumidores, se perde num esforço de convergência impróprio que o transforma num instrumento quase ineficaz quanto às questões centrais para a defesa dos interesses dos consumidores.
- d) A FENACCOOP entende, aliás, que o papel que cabe a um órgão de regulação económica não é tanto o da concertação socioeconómica, mas sim o da arbitragem de interesses que, à partida, são díspares.
- e) Ora, assim sendo, não obstante haver alguns aspetos que até podem configurar interesses comuns, entendemos que se deveria dar prioridade a uma arbitragem que,



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES, FORL

perante propostas com conteúdo diferente, não operasse apenas, ou no fundamental, na tentativa de consensualizar posições, mas, sim, de decidir os diferendos através de votações, exercendo-se a arbitragem por intermédio de quem tem assento no órgão paritário em representação dos interesses públicos centrais e locais. Perder-se-ia em extensão *tecnocrática* o que se ganharia em *limpidez* de posições.

f) De facto, não parecem conciliáveis interesses tão diferentes como, por exemplo, os que desejam incrementos continuados nos Proveitos Permitidos, ou seja, dos Lucros das empresas privadas operadoras do Sistema, e os dos consumidores colocados perante níveis tarifários, e preços de um mercado dito liberalizado, que, ao virem subindo de forma notória, são inoportáveis social e economicamente.

g) Embora o modelo de regulação que a ERSE vem praticando seja classificável como um híbrido, porque baseada em custos e em tarifas/preços, realizada *ex-ante* com alguma recalibragem *ex-post*, é perceptível que no seu ADN está a predileção pelo desenvolvimento dos mercados a todo o custo, na convicção de que serão eles que resolvem os problemas colocados. Ou seja, a ERSE não faz mais do que se colocar em linha com as diretivas europeias neoliberais. Contudo, aquilo que lhe competiria, de facto, no quadro legal vigente em Portugal, é, no entendimento da FENACOOOP:

- **A proteção dos direitos e os interesses dos consumidores**, em particular dos clientes finais economicamente vulneráveis, em relação a preços, à forma e qualidade da prestação de serviços, promovendo a sua informação, esclarecimento e formação;
- **Assegurar a existência de condições que permitam a obtenção 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;
- **Velar pelo cumprimento**, por parte dos agentes do setor, **das obrigações de serviço público** e demais obrigações estabelecidas na lei e nos regulamentos aplicáveis.

h) Assim, parece-nos que a ERSE deveria preocupar-se prioritariamente em cumprir a sua missão reguladora num espírito de interesse público, deixando que o desiderato de



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES, FENACOOP

Anexo III
Pg 3

estimular os mercados e os comercializadores fosse instrumental dos aspetos centrais daquela missão e não, como parece, o objetivo ideológico principal da ação reguladora.

i) Até porque a realidade histórica recente vem confirmando que a liberalização deste setor energético, que tem vindo a ser feita sob marchas forçadas, não se tem traduzido em vantagens para a larga maioria dos consumidores. Antes pelo contrário.

j) Não se compreende, nem aceita, por exemplo, que a ERSE proponha um aumento de 3,9% nas Tarifas de Venda Transitórias a Clientes Finais (TVCF), claramente acima da inflação, tarifas que serão praticadas pelos comercializadores de último recurso (CUR), isto com um claro objetivo de impelir os consumidores para um mercado liberalizado no qual não há qualquer garantia de que se venha a praticar preços mais baixos. Ou seja, trata-se “fazer mercado” à força do aumento tarifário.

l) Sendo a questão tarifária de bens de consumos vitais complexa por natureza própria, verifica-se que os documentos e propostas da ERSE acentuam de forma colossal estas características, tornando-os mais complicados, herméticos e só descodificáveis por especialistas. Assim, devido a esta deriva tecnocrática, é muito difícil perceber questões tão fundamentais para um consumidor como seja: quanto vai ser a fatura a partir de outubro de 2013?

m) Como simples exemplo dizer que,

- As TVCF resultam da soma da tarifa de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema + Uso da Rede de Transporte + Uso da Rede de Distribuição), com a tarifa de Energia, adicionada ainda da tarifa de Comercialização de gás natural.
- Na atividade de Compra e Venda de Gás Natural dos CUR incluem-se, portanto, para além dos custos de aquisição de gás natural, os custos associados com a receção, o armazenamento e a regaseificação de GNL, assim como os custos de armazenamento subterrâneo e os custos com a entrada na rede de transporte resultantes do pagamento das tarifas destas infraestruturas.
- **Ou seja, em síntese, quer os preços de gás natural praticados no mercado, quer os valores das TVCF, incluem todos os custos permitidos pela regulação exercida pela ERSE, e, portanto, são repercutidas em todos os consumidores independentemente do modelo contratual em que estejam.**



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES, FORL

n) Contudo, neste intrincado circuito tarifário, quem muito dificilmente deixará de ver incrementos nos resultados operacionais e líquidos são os diversos operadores privados que, atuando nos diferentes segmentos (distribuição e comercialização), e, em alguns casos, integrando o mesmo grupo económico, têm grande flexibilização tática de atuação. Como se poderá, então, remeter o estabelecimento de equilíbrios socioeconómicos para os “mecanismos de mercado”, num tão opaco referencial de formação de preços?

o) Torna-se vital esclarecer que a disponibilização do gás natural, por se tratar do acesso a um bem essencial, está sujeita a **obrigações de serviço público**, que são responsabilidades inalienáveis de todos os intervenientes do setor, e de entre as quais se destacam: (i) a segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento; (ii) a garantia da universalidade de prestação do serviço; (iii) a garantia da ligação de todos os clientes às redes; iv) a proteção dos consumidores designadamente quanto a tarifas e preços; (v) a promoção da eficiência energética e a proteção do ambiente.

p) Estando, como estamos, num grave período de recessão económica e depressão social, uma proposta de aumento das tarifas desta dimensão e, com elevadíssima probabilidade, dos próprios preços no mercado liberalizado do gás natural, irá constituir um novo fator de desequilíbrio das economias familiares e da competitividade das empresas que produzem bens transacionáveis, algumas das quais com vista para as exportações.

q) Tudo isto num contexto europeu no qual as tarifas portuguesas relativas ao gás natural são já dos mais elevados, tanto para os consumidores residenciais, como para os consumidores com atividades económicas relevantes, designadamente os industriais.

r) De facto, para as classes de consumo D1 (residenciais) e I1 (industriais) na nomenclatura Eurostat, escalões onde se encontram a esmagadora maioria dos consumidores portugueses, os valores das tarifas estavam, no 2º semestre de 2012, muito acima das médias da UE 27, e da própria Zona Euro. Assim, os consumidores industriais pagavam 81 euros/Mwh, enquanto a média europeia se situava nos 59 euros/Mwh. Acima, só estavam a Suécia e a Dinamarca. Quanto aos consumidores domésticos pagaram o gás a cerca de 108 euros/Mwh, quando a média europeia era de

Anexo III
115



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES, FORL

85,5 euros/Mwh. Acima estavam apenas seis países, entre os quais a Espanha (o que não acontecia antes) e a Grécia.

s) Isto significa que, para as empresas industriais portuguesas que tenham no gás um significativo fator de produção, é muito difícil competir nos mercados de exportação, e, para os consumidores domésticos, é insuportável a sua taxa de esforço comparada com os congéneres europeus, mesmo com os que têm tarifas superiores devido ao desfasamento das referências salariais.

t) A FENACOOP não compreende, nem aceita, as contestações que aqui e ali se vão insinuando no sentido de por em dúvida a possibilidade de comparação de tarifas e preços entre os vários países europeus.

u) A terminar, dizer que, no setor do gás natural, não se verifica uma pressão sobre as tarifas devida a custos político-administrativos (incluindo taxas, excluindo impostos) muito significativos, sendo o caso português um dos que, aliás, até os regista em baixa no contexto europeu. Ao contrário daquilo que se passa quanto à eletricidade, onde o peso dos CIEG é enorme.

15 de maio de 2013

Os representantes da FENACOOP,

Fernando Parreira

Demétrio Alves

versão de hoje

Garcia Duarte <duartelgarcia@gmail.com>
Para Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>
Cc: Jose.Ricardo.Rodrigues@portucelsoporcel.com

15 de Maio de 2013 à 26 16:06

Exma Sra Presidente do Conselho Tarifário do GN

Na sequência de todo o processo, reuni com o Eng Ricardo Rodrigues e identificámo-nos com uma posição comum na votação.

Assim, e porque estou com enormes dificuldades de disponibilidade, venho pelo presente subscrever o sentido da votação enviado pelo Eng Ricardo Rodrigues , subscrevendo de igual modo as declarações de voto.

com os melhores cumprimentos

Duarte Garcia

Anexo V
No. 1

RE: texto final parecer do CT - (votação por email com declaração de voto)- Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m3/ano

Ricardo Rodrigues <Jose.Ricardo.Rodrigues@portucelsoporcel.com>
Responder a: Jose.Ricardo.Rodrigues@portucelsoporcel.com
Para Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>

15 de Maio de 2013 às 16:31

Reenvio com uma pequena correcção.

From: Ricardo Rodrigues [mailto:Jose.Ricardo.Rodrigues@portucelsoporcel.com]
Sent: quarta-feira, 15 de Maio de 2013 16:27
To: 'Maria Cristina Portugal'
Subject: RE: texto final parecer do CT - (votação por email com declaração de voto)- Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m3/ano

Exma Srª Presidente do CT- Conselho Tarifário da ERSE (Secção Gás Natural),

Na sequência do envio do texto final do parecer do CT (Secção Gás Natural) sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para os anos -gás 2013-2014, parâmetros de regulação para o período 2013-2016 e restantes documentos associados, e devido à impossibilidade de votar presencialmente por razões de viagem de serviço para o estrangeiro, envio por este meio o sentido de voto sobre o referido parecer, acompanhado da seguinte declaração de voto:

Voto a favor na generalidade, com exceção dos seguintes pontos:

- subponto 4 do ponto B da parte I- Generalidade;
- subpontos 4 e 5 do ponto A.2 da parte II- Especialidade;
- ponto B.1 da parte II;
- ponto B.2 da parte II;
- subponto 3 do ponto B.3.1 da parte II,
- subponto 3 do ponto B.3.2 da parte II;
- subpontos 2 e 3 do ponto B.5.3 da parte II.

A ERSE, enquanto entidade reguladora, não deverá ser limitada ou condicionada em exercer a sua missão e funções, de forma manter o equilíbrio entre a empresas reguladas (a quais recebam proveitos permitidos) e os consumidores em geral. Esta regulação deverá ter em conta que não seja comprometida a competitividade da economia em geral e em particular o meio empresarial consumidor de gás natural, gerador de emprego e de exportação de bens transacionáveis fundamentais para a sustentabilidade do crescimento económico do país. A Arbitragem entre consumidores e empresas reguladas com monopólios naturais (como são as infraestruturas) poderá ser uma tarefa árdua e difícil mas os primeiros terão sempre uma menor influência e poder relativamente às segundas, devendo a ERSE ser o fiel da balança sempre em defesa dos consumidores.

Numa óptica do consumidor a remuneração média de actividades reguladas deverá ser a mínima possível tendo em consideração o referencial de actividades quase sem risco em contraponto com actividades de muito maior risco mas que são a garantia da sustentabilidade a longo prazo do crescimento económico e a manutenção e crescimento do emprego. Deverá ser garantido um equilíbrio para a garantia de abastecimento e crescimento equilibrando mas não delapidar outros sectores da economia e as famílias. Em situações de depressão económica as actividades reguladas deverão partilhar tal como as outras actividades económicas uma eventual redução da sua rentabilidade (sem colocar em causa a sua sustentabilidade).

A proposta tarifas de acesso às redes (TAR), incluindo as tarifas do uso da rede de transporte nos pontos de entrada, configuram

Aracão V
162

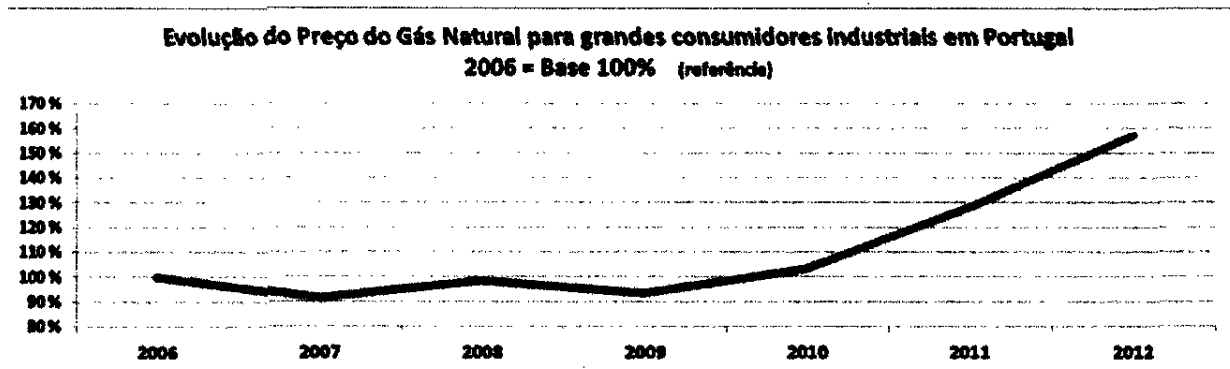
gás, agravando ainda mais nos anos seguintes os custos das infraestruturas imputadas aos consumidores (menor diluição de custos por um menor volume de consumo).

Na contratação em regime de mercado todos os consumidores pagam as tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE e negociam os preços da componente de energia e de comercialização com os comercializadores em mercado livre.

Tendo em consideração que mais de 90% do consumo de gás natural é realizado em mercado liberalizado (com tendência por força de lei e directivas europeias passar para ser próximo dos 100% até 2015), os consumidores sofrem directamente as variações da componente de energia do custo do gás em função do "chamado" mercado, onde operam um número reduzido de comercializadores, restando aos consumidores que nas componentes reguladas de acesso às redes exista uma contenção do aumento de custos através de regulação forte, com planeamento atempado dos investimentos em infraestruturas e com sucessivas revisões do mesmo para além de um escrutínio de detalhe item de investimento que possa ser separado para análise.

Infraestruturas subutilizadas durante longo prazo ou implementadas com deficiente racionalidade económica poderão onerar todos os consumidores de gás natural de forma inoportável.

Apenas a título de exemplo apresenta-se o seguinte gráfico com a evolução do agravamento do preço médio de gás natural para grandes consumidores industriais, demonstrando o enorme aumento de custos que as empresas portuguesas têm vindo a sofrer nos últimos 2-3 anos.



Em 2012 registou-se um aumento de 52 % face ao preço médio do gás natural em 2010.

Regista-se um aumento inoportável quer no custo do gás no mercado liberalizado (componente de energia)

quer aumentos nas componentes reguladas pela ERSE das tarifas de acesso às redes (TAR) independente dos comercializadores.

Com os melhores cumprimentos

José Ricardo Rodrigues,

em representação das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m³/ano

PS: devido a dificuldades de comunicações em aeroportos só agora me foi possível enviar esta votação e declaração de voto.

DECLARAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS DE GÁS NATURAL E DOS COMERCIALIZADORES EM RÉGIME LIVRE, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-14 E PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO 2013-16"

Taxas de Ocupação do Subsolo

As entidades acima referidas consideram que no contexto actual não devem assumir posição quanto ao ponto constante do parecer sobre "taxas de ocupação do subsolo", tendo em conta:

- Alguma evolução positiva registada nos últimos meses no que respeita às taxas actualmente aplicadas;
- A complexidade do tema que levanta dúvidas quanto à forma mais adequada de envolvimento da ERSE na intervenção junto dos municípios.

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhista de Gás Natural
João José Teixeira Pinil

REPRESENTANTE DOS COMERCIALIZADORES EM RÉGIME LIVRE
Gonçalo Alves R. F. Santos

**DECLARAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES EM REGIME LIVRE, ANEXA AO PARECER DO
CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS
NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-14 E PARÂMETROS PARA O TRIÊNIO 2013-16"**

Preço para as Trocas Reguladas de GNL

Os Comercializadores em Regime Livre consideram que não devem assumir posição quanto ao ponto constante do parecer sobre "preço para as trocas reguladas de GNL", tendo em consideração que, apesar de se concordar com o princípio de que o mecanismo regulado não deve promover a existência de referências de preço anti-concorrenciais, dadas as condições específicas do SNGN, entende-se como positivo a existência de mecanismos que permitam uma maior competitividade entre agentes e, por essa via, benefícios para a liberalização do sector.

Representante dos Comercializadores em Regime Livre

Myonalo Nunes R. F. Santos

**Declaração de voto anexa ao parecer do Conselho Tarifário sobre
"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014 e de Parâmetros para
o triénio 2013-2016" da concessionária da rede nacional de transporte de gás natural
(RNTGN) bem como das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem
e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e das entidades concessionárias das
atividades de armazenamento de gás natural**

A concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) bem como as entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e as entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural, declaram **votar favoravelmente o parecer na globalidade, votando contra o ponto B.1 e abstendo-se no ponto A.5.**, tendo em consideração comentários que se seguem.

Ponto B.1. TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

Vota-se contra o ponto B.1, porque se considera que a taxa de remuneração para o ano de 2013 não conduz a uma remuneração justa e equilibrada dos ativos das empresas de alta pressão, no contexto atual dos mercados financeiros.

Da mesma forma, a REN refuta algumas das afirmações contidas no referido ponto, nomeadamente, onde se pretende justificar uma taxa de financiamento a valores reduzidos, (inferior a 4,5%), o que não corresponde à realidade da empresa.

Quanto à determinação da taxa de juro sem risco e tendo em conta a recente instabilidade das taxas de rendibilidade das obrigações de dívida pública portuguesa, considera-se positiva a utilização de médias de períodos mais longos que o habitualmente utilizados em épocas de relativa estabilidade financeira, pelo que se considera a média de 5 anos como adequada.

Contudo, a REN não pode concordar com a decisão da ERSE de incorporar *yields* das OT a 10 anos de um país intervencionado (Portugal), com as *yields* de um ativo considerado de refúgio (Alemanha) pelos investidores, o que se considera fortemente penalizador, ao não refletir a realidade percecionada por quem investe em Portugal. As OTs devem ser a única referência a utilizar, dado que já incorporaram o risco-país e a taxa de juro sem risco.

No que diz respeito ao prémio de risco de mercado, não se entende a sua fixação em linha com o estabelecido para a distribuição, pelo facto deste princípio não estar contemplado nos contratos de concessão dos operadores das infraestruturas em Alta Pressão e por se considerar que o valor definido para este parâmetro não reflete a realidade atual.

Em complemento, estando a REN de acordo com o princípio de indexação proposto pela ERSE, vem a empresa alertar para o facto de o ponto de partida do valor das OTs portuguesas dever ser revisto, de modo a melhor refletir o valor base.

Ponto B.3.1.3 OPEX da RNTIAT

Embora votando favoravelmente este ponto, importa reforçar que a utilização do referencial de 2011 introduz uma distorção discriminatória para as empresas do grupo REN face ao universo das empresas reguladas, dado que os custos das primeiras refletem as restrições impostas no âmbito do OE 2011 aplicáveis a empresas públicas ou equiparadas.

Neste quadro, esta base de custos, combinada com a imposição de eficiências até 2013, resulta num nível de objetivos de eficiência excessivos e inoportáveis para as empresas face ao real ponto de partida.

Tendo em atenção o esforço de eficiência implementado no último período regulatório, acrescido do conjunto de fatores de eficiência futuros agora propostos pela ERSE, a REN considera que ambos tornam, no seu conjunto, estes objetivos inatingíveis.

Ponto A.5. TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO


A fixação das “taxas de ocupação do subsolo” é, no entender das entidades que subscrevem a presente declaração, matéria da competência exclusiva das autarquias, registando-se uma evolução positiva sobre este assunto no passado recente. Neste quadro, consideram não existirem condições objetivas para uma posição fundamentada sobre a matéria, em sede de CT, tendo em conta a sua complexidade e especificidade.

Resulta por isso que relativamente a este ponto, o seu sentido de voto é a **abstenção**.

Concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN)



Concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural



**DECLARAÇÃO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO
DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A
"PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-14 E
PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO 2013-16"**

Mecanismos de Compensação previstos nos Contratos de Concessão

Da análise do conjunto de documentos que compõe a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2013-14 e Parâmetros para o Triénio 2013-16" apresentada pela ERSE ressalto a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2013-2014 e Parâmetros para o Período de Regulação 2013-16", na sua Secção 2.1, pág. 25 - ao "processo judicial interposto contra a decisão do regulador" iniciado pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural.

A menção da pendência do processo, em si mesma, é correcta, assim como a descrição da sua tramitação até á data. Contudo, o mesmo já não se pode dizer nem da estimativa do impacte nos proveitos permitidos até ao ano gás 2013-14 e até ao final do prazo das concessões, nem da conclusão final relativamente a uma alegada demonstração feita pela ERSE da correcção dos seus cálculos e do resultado obtido.

Quanto ao primeiro aspecto, consideram as Concessionárias que a ERSE deve manter-se num registo puramente factual ou, caso pretenda extrapolar consequências quanto aos montantes em causa, deverá fazê-lo de modo fundamentado, objectivo e transparente.

No que se refere ao segundo aspecto, não é exacto que a ERSE tenha demonstrado "com base na lei aplicável a correcção dos seus cálculos e do resultado obtido". Diferentemente, e como é natural que aconteça num processo judicial, a ERSE limitou-se a defender a sua posição e, por enquanto, o litígio está pendente. Apenas no final será possível «apurar» ou «concluir» de que lado está a razão: se do lado das empresas concessionárias autoras na referida acção, se do lado da ré ERSE.

Neste sentido, as empresas concessionárias solicitam que o documento " Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2013-2014 e Parâmetros para o Período de Regulação 2013-16" seja reformulado em conformidade com o exposto.

Representante Licenciadas
de Distribuição Local

Jorge Manuel Borja

REPRESENTANTE DAS CONCESSIONÁRIAS
DE DISTRIBUIÇÃO LOCAL

[Assinatura]

**DECLARAÇÃO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO
SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO
GÁS 2013-14 E PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO 2013-2016"**

Contadores

As Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural notam que, novamente, o ERSE não considerou na sua proposta os activos e investimentos futuros associados aos contadores, os quais não foram assim contabilizados no activo 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 brevemente se atingirão 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 anexou Declaração ao Parecer do Conselho 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 da referida Declaração, solicitando-se a atenção devida e as medidas de correcção 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 facturação dos serviços prestados aos utentes sejam incluídas rubricas referentes a preço, aluguer, amortização, ou inspecção 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.

[Assinatura]

Av. 10 I
p. 2

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 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 activos a remunerar. Ora, parece que tal conclusão seria absurda sob todas as perspectivas, 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 respectivo - pelo que, na prática, se veriam impedidas de cumprir com uma das actividades fundamentais do Contrato de Concessão que é o da medição correcta 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.

..."

Representante dos Licenciados de Distribuição Local
Jorge Miguel Rocha

REPRESENTANTE DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO LOCAL



Anexo XI

Data: 15/05/2013 [16:20:25]
De: Saldanha Bento <saldanha.bento@galpenergia.com>
Para: Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>
Cc: "Manuela Moniz (manuela.n.moniz@portugalmail.pt)" <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>
Assunto: texto final

Cara Presidente,

Como representante da CURG junto remeto o meu voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário.

Com os melhores cumprimentos,

José Manuel Saldanha Bento

O conteúdo desta mensagem de correio eletrónico e seus anexos é confidencial e de uso reservado. Se não é o destinatário, não a guarde, não a reenvie a terceiros, nem faça qualquer uso da informação nela contida. Por favor, apague-a e informe de imediato o remetente. A Internet não garante a confidencialidade e a entrega correta de mensagens de correio eletrónico. A Galp Energia não aceita responsabilidade por danos causados pela receção incorreta desta mensagem. Apesar de esta mensagem ter sido verificada pelo nosso sistema de antivírus, não podemos garantir que não contenha vírus informáticos e não aceitamos qualquer responsabilidade por danos causados por vírus que possam estar contidos nesta mensagem. Para informações sobre a Galp Energia visite o nosso website em <http://www.galpenergia.com>.

This e-mail and related attachments contain confidential and legally privileged information. If you are not the intended recipient you must not keep it in your records or forward it to any third parties, nor use the information contained in it. Please delete it and notify by return Email. Internet email does not guarantee the confidentiality or the proper receipt of messages sent. Galp Energia declines any liability for damages caused by improper receipt of this message. Our own virus checking system has swept this e-mail and its attachments. However, we cannot guarantee that it is virus-free and cannot take responsibility for any virus which may be present. For further information about Galp Energia please visit our website at <http://www.galpenergia.com>.

**Declaração de voto da representante da Direção-Geral do Consumidor
ao parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços
de Gás Natural para o ano gás 2013-2014 e de Parâmetros para o triénio
2013-2016"**

A Direção-Geral do Consumidor vota globalmente a favor o Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014 e de Parâmetros para o triénio 2013-2016".

Lisboa, 15 de maio de 2013

Patrícia Carolino

Patrícia Carolino

A representante da Direção-Geral do Consumidor

ANEXO IV
**RESPOSTA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE
TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2013-2014 E PARÂMETROS
PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2013-2016”**

I – GENERALIDADE

B – ASPETOS GERAIS DA PROPOSTA

O setor do gás natural, em Portugal, constatou nos últimos dois anos, alterações significativas do seu universo legislativo que resultaram da transposição das diretivas europeias, consubstanciadas na publicação do Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro. Este novo diploma consagra uma revisão alargada do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de julho.

Esta revisão contempla, entre outros aspetos, um aprofundamento da regulação por incentivos na generalidade das atividades reguladas do setor e promove uma harmonização tarifária progressiva nos planos europeu e ibérico.

A proposta apresentada pelo Conselho de Administração (CA) da ERSE ao Conselho Tarifário (CT) partindo do enquadramento acima referido, recebe, ainda, as implicações de um conjunto vasto de inovações, próprias do início de um novo período regulatório, e incorpora, *a priori*, as diretrizes decorrentes da revisão regulamentar aprovada e publicada em abril de 2013.

Para além do enquadramento legislativo e regulamentar de natureza genérica que indicamos, irá concluir-se, nos próximos meses, o habitual processo de subregulamentação a que a ERSE está obrigada.

A Proposta motivo de parecer do Conselho Tarifário sobre “tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e parâmetros para o período de regulação” reflete o contexto tecnicamente espetável, que se materializa num abrandamento da procura e na redução dos investimentos para a generalidade das atividades. A alteração do perfil de evolução dessa procura de gás natural justifica, de forma assinalável, o desajuste verificado no passado entre o nível tarifário estabelecido antecipadamente e os custos reais que as tarifas devem recuperar, principalmente ao nível da rede de distribuição e das infraestruturas de alta pressão.

Neste contexto, os documentos apresentados ao CT, para além de fundamentarem as propostas tarifárias para o próximo ano gás, suportam igualmente os valores definidos para os parâmetros regulatórios do período de incidência regulamentar, que enquadram as atividades reguladas. Entre outros aspetos, os documentos definem os montantes de ajustamentos aos proveitos e efetuam uma análise prospetiva às condições de evolução das atividades.

As matérias tratadas na Proposta estão, assim, inter-relacionadas, o que justifica e recomenda que a presente análise seja complementar aos documentos finais aprovados pelo Conselho de Administração e que serão motivo de publicação.

II – NA ESPECIALIDADE

A – TARIFAS E PREÇOS PARA 2013-2014

A.1 – COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

No âmbito do atual contexto legal e da conseqüente extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, o CA da ERSE tem presente a necessidade de garantir que a transição de um modelo de comercialização de gás natural regulado para um modelo totalmente liberalizado ocorra tendo por base os princípios da transparência e da racionalidade económica que salvaguardam os interesses dos consumidores.

Neste sentido, os vários *stakeholders* envolvidos no processo serão ouvidos, atempadamente, por forma a garantir a melhor solução para todos os agentes quanto ao futuro dos atuais CUR.

A.2 – MERCADO LIVRE

O CT faz notar a ausência de publicação ou disponibilização na proposta ao CT de informação atualizada, relativa à caracterização efetiva do Mercado Livre, condicionando o conhecimento do CT sobre a atual situação do mercado de gás natural.

Sobre este ponto importa referir que o CA da ERSE determinou no passado mês de fevereiro a realização de uma auditoria independente às empresas de distribuição de gás natural do grupo GALP e à Tagusgás, por forma a avaliar os critérios e as circunstâncias em que têm sido apurados os valores de consumo e número de clientes em cada uma das suas redes de distribuição.

As dificuldades sentidas na recolha e receção de informação vêm impedindo que os consumidores de gás natural possam beneficiar de uma informação regular e mais transparente do desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural.

Face à falta de informação em causa, foi utilizado como ponto de partida da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2013-2014” a informação previsional disponibilizada por cada uma das empresas distribuidoras e comercializadoras de gás natural, a operar no mercado retalhista.

No que se refere às taxas de liberalização, utilizou-se como pressupostos base o calendário de liberalização dos vários segmentos de mercado. Desta forma, para os clientes em Baixa Pressão e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, as taxas de liberalização foram diferenciadas para cada operador de rede de distribuição, havendo também uma diferenciação entre os escalões 1/2 e os escalões 3/4.

Relativamente à análise de impactes tarifários observados pelos clientes das tarifas transitórias para fornecimentos superiores a 10 000 m³ importa referir que o seu valor é idêntico ao dos fornecimentos inferiores a 10 000 m³, ou seja 3,9%. Considerando que a generalidade destes clientes já é abastecida pelo mercado esta análise de impactes das tarifas transitórias tem cada vez menor significado. Perspetiva-se que para o próximo ano tarifário a procura no mercado regulado para fornecimentos superiores a 10 000 m³ seja de 1%. Assim, para este tipo de fornecimentos reveste-se de maior importância a apresentação da variação das tarifas de acesso às redes conforme se indica no capítulo 5.2 do documento principal das tarifas e bem como a sua influência no preço total pago conforme se apresenta no capítulo 5.4 do mesmo documento.

A.3. NÍVEL TARIFÁRIO

Concorda-se com a importância de analisar quer a evolução do preço médio, quer a evolução tarifária, fornecendo informação, no capítulo 5 do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e parâmetros para o período de regulação 2013-2016”, destas duas variações quer ao nível das tarifas por atividade regulada, quer ao nível das tarifas de acesso às redes e das tarifas transitórias, por tipo de fornecimento.

A tarifa de Uso da Rede de transporte aplicada pelo operador da rede de transporte apresenta uma redução de 5,5% no preço médio e uma redução tarifária de 11,5% conforme se apresenta na figura 5-3. A variação do preço médio integra a variação dos preços das tarifas e a alteração do cabaz de quantidades entregues. Em contrapartida a variação tarifária reflete exclusivamente a variação dos preços das tarifas para o mesmo conjunto de quantidades entregues. As variações apresentadas para a tarifa de Uso da Rede de transporte incidem sobre as entregas do operador da rede de transporte a clientes em alta pressão incluindo as entregas à rede de distribuição. Esta tarifa é paga pelos clientes de alta pressão e pelos operadores de redes de distribuição. A redução tarifária de 11,5% vem assim beneficiar todos os clientes de alta pressão e bem como os clientes ligados à rede de distribuição. Os pagamentos do operador da rede de distribuição pela utilização da rede de transporte são por sua vez refletidos nas tarifas de acesso às redes dos clientes ligados à rede de distribuição. A este montante adicionam-se os ajustamentos de anos anteriores entre os pagamentos do operador da rede de distribuição ao operador da rede de transporte e os correspondentes recebimentos dos clientes ligados à rede de distribuição.

No capítulo 5.4 do documento principal das tarifas de gás natural apresenta-se a decomposição dos preços pagos pelos diversos consumidores. Verifica-se que para fornecimentos de menor dimensão o peso das tarifas de Uso das Redes e conseqüentemente das tarifas de Acesso às Redes é sucessivamente maior. Com efeito os consumidores de menor dimensão utilizam uma maior diversidade de redes de gás natural desde a rede de transporte em alta pressão até às redes de distribuição de média e baixa pressão e conseqüentemente os pagamentos associados à utilização das redes são

também superiores. Adicionalmente e como apresentam menores utilizações de capacidade resultam preços médios pelo uso das redes também superiores. Nestas circunstâncias a aprovação das tarifas de acesso às redes pelo CA da ERSE é efetuada de forma cuidadosa assegurando-se, por um lado, uma adequada alocação dos custos causados e por outro lado, uma análise cuidadosa dos impactes tarifários associados.

Importa também salientar a existência de tarifas sociais aplicáveis a consumidores vulneráveis que apresentam uma variação total de 0,9% por decisão política. Esta variação tarifária total é alcançada mediante a aprovação de uma tarifa social de acesso às redes que integra um desconto de modo a assegurar-se a referida variação máxima de 0,9% das tarifas de gás natural para estes fornecimentos

O CA da ERSE partilha da preocupação do CT quanto à competitividade das infraestruturas de alta pressão, uma vez que uma menor utilização das mesmas conduz a um aumento do custo unitário de utilização das mesmas, gerando um ciclo vicioso que potencia uma cada vez menor utilização destas infraestruturas.

Assim, tendo também em consideração o parecer do CT quanto à necessidade de manter o nível tarifário das infraestruturas de armazenamento e do terminal de GNL compatível com os níveis tarifários das infraestruturas idênticas no mercado ibérico, o CA da ERSE aprova uma variação tarifária nula no terminal de GNL, sendo os restantes custos imputados à UGS 1 ao abrigo do mecanismo estabelecido no Regulamento Tarifário.

A.4 – TARIFAS

A.4.1 TARIFAS DAS INFRAESTRUTURAS EM AP

Na sequência da alteração das regras de acesso às infraestruturas, que passará a ser baseada em contratação de capacidade introduziram-se alterações na estrutura das tarifas de uso das infraestruturas de alta pressão, designadamente do terminal de GNL de Sines, do armazenamento subterrâneo e da entrada na rede de transporte.

Os novos preços de capacidade contratada no sistema não são diretamente comparáveis com os preços atualmente em vigor, na medida em que a variável física a faturar passa a ser a capacidade contratada em diversos produtos de capacidade com maturidades diferenciadas desde o produto anual até produtos de curto prazo, como por exemplo o diário, em substituição da atual capacidade máxima nos últimos doze meses. De facto, atualmente oferece-se um único produto anual aos agentes de mercado e no futuro serão oferecidos produtos anuais, trimestrais, mensais e diários.

No novo modelo tarifário, a potência contratada em cada um dos novos produtos dependerá dos multiplicadores adotados, conforme se apresenta detalhadamente no documento “Estrutura tarifária no

ano gás 2013-2014". Na proposta apresentada ao CT propuseram-se multiplicadores reduzidos para os produtos de capacidade, no pressuposto de que tal permitiria reduzir as barreiras à entrada de novos agentes no mercado situação que conduziria a uma maior apetência pelos produtos de curto prazo face ao produto anual. Esta opção incentiva uma maior contratação de capacidade de curto prazo, resultando por consequência uma redução da capacidade total a faturar. A capacidade a faturar no modelo atualmente em vigor está relacionada com a capacidade máxima dos últimos doze meses. Com a alteração agora aprovada a capacidade a faturar passará a relacionar-se com a capacidade média dos últimos doze meses, valor substancialmente inferior ao primeiro. Nestas circunstâncias e por forma a serem preservados os pagamentos na entrada do sistema de transporte o novo preço de capacidade tem que ser substancialmente superior ao preço atualmente em vigor. Só desta forma é possível preservar os pagamentos incorridos pelos comercializadores na entrada do sistema de transporte. Se tal não fosse feito teríamos um desvio de receitas no ano, que seria pago nos anos seguintes por todos os consumidores de gás natural.

O CT no seu parecer propõe a redução do preço de capacidade anual, através do aumento dos preços dos produtos de capacidade de prazo mais curto e por consequência dos multiplicadores que relacionam os preços destes produtos de capacidade de prazo mais curto com o preço do produto de capacidade anual. Esta situação permite mitigar os efeitos associados à alteração tarifária agora aprovada, situação que se aceita.

Assim, o CA da ERSE foi de encontro à sugestão efetuada pelo CT no seu parecer, reduzindo em relação à proposta o preço de contratação de capacidade anual nas infraestruturas por contrapartida de um agravamento do valor dos multiplicadores a aplicar à contratação trimestral, mensal e diária. Assim, os multiplicadores a aplicar aos produtos de curto prazo relativos à capacidade de regaseificação do terminal e à capacidade de entrada na rede de transporte passam a ser de 1,3, 1,5 e 2, para os produtos trimestrais, mensais e diários, respetivamente.

Em relação aos multiplicadores do armazenamento subterrâneo justifica-se a manutenção dos valores apresentados na proposta, uma vez que o modelo vigente consiste no pagamento da energia armazenada, o que é equivalente a uma contratação diária e não anual.

A.4.2 TARIFA URT E A.4.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Os custos de entrada na rede de transporte são um custo de uso das redes suportado pelos comercializadores, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo. É expectável que os comercializadores transmitam o custo de entrada na rede na fatura dos seus clientes, em variáveis preço a escolher por cada comercializador, à semelhança dos restantes custos em que incorre, observando os princípios da transparência e da não discriminação.

Apesar do Regulamento Tarifário não estabelecer qualquer disposição sobre o modo de repercussão dos custos de entrada na rede nas tarifas praticadas pelos comercializadores de mercado, atendendo à natureza dos mesmos considera-se uma boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo.

Independentemente da variável escolhida para refletir o custo de entrada na rede de transporte, este não deve ser identificado na fatura dos clientes finais como um custo de acesso às redes dos clientes.

Sobre esta matéria o CA da ERSE emitiu em 2011 o Parecer Interpretativo n.º 1/2011, “Aplicação dos preços da tarifa regulada de uso da rede de transporte nos pontos de entrada da rede nacional de transporte de gás natural”, que pode ser consultado em:

[http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/treg10a11/Documents/Parecer%20Interpretativo%20ERSE%201-2011%20\(Tarifa%20de%20URT%20-%20GN\).pdf](http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/treg10a11/Documents/Parecer%20Interpretativo%20ERSE%201-2011%20(Tarifa%20de%20URT%20-%20GN).pdf).

Neste Parecer Interpretativo afirma-se:

“A ERSE tem vindo a receber pedidos de informação sobre as regras de aplicação dos preços de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes. Face à relevância da questão suscitada, em particular pela necessidade de promover um funcionamento transparente do mercado de gás natural e de delimitar as matérias na esfera da regulamentação do sector e na esfera da livre contratação entre os comercializadores e os clientes, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, nos termos previstos nos seus regulamentos procede à emissão do seguinte parecer interpretativo:

1. Nos termos do Regulamento Tarifário os preços da componente de entrada da tarifa de URT são aplicáveis exclusivamente aos agentes de mercado (comercializadores e clientes com estatuto de agentes de mercado).
2. É expectável que estes comercializadores transmitam o custo incorrido (pelo uso dos pontos de entrada da rede de transporte) nas faturas dos seus clientes, em variáveis preço a 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.
3. 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.

4. 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.

5. 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.”

A.4.4 TARIFAS FLEXÍVEIS

Em resultado do parecer do Conselho Tarifário, onde se valoriza o alinhamento de soluções entre Portugal e Espanha, opta-se por aprovar uma tarifa flexível com características semelhantes ao praticado em Espanha. Nestas circunstâncias os multiplicadores que relacionam o preço da capacidade mensal com o preço da capacidade anual são respetivamente $k=1$ nos meses de verão (abril a setembro) e $k=2$ nos meses de inverno (outubro a março). Adicionalmente, só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.

A opção pelos multiplicadores apresentados onde, por um lado, o preço de capacidade mensal nos meses de verão face aos meses de inverno é mais reduzida e por outro lado, a agregação de contratos mensais e anuais só é permitida nos meses de verão é justificada pela maior concentração de consumos nos meses de inverno. Conforme referido esta opção é idêntica ao praticado em Espanha assegurando-se a harmonização de regras no espaço Ibérico.

Com a presente decisão os consumidores que optarem pela tarifa flexível poderão optar por dois modelos de contratação: (i) contratação exclusivamente mensal e (ii) contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão.

Esclarece-se também e conforme solicitado pelo Conselho Tarifário, que a contratação mensal, no âmbito da nova tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

A.4.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS

O CA da ERSE toma boa nota do comentário do CT e prossegue com o esforço de convergência para a aditividade, definindo limites de variação máxima de preços superiores para os preços que se encontram mais distantes do preço aditivo. Esta convergência é efetuada procurando atenuar os impactes tarifários.

A.4.5 TARIFAS SOCIAL E ASECE

O CA da ERSE toma boa nota dos comentários do CT, que visam essencialmente questões da competência do Governo.

A.5 – TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

Com a publicação da Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, o regime geral das taxas das autarquias locais, consagrado naquele diploma, veio permitir a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, fixando expressamente, como uma das bases de incidência objetiva das mesmas, a utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando, assim, enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, foram aprovadas as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural, os quais preveem que os custos com as taxas de ocupação do subsolo (TOS) são suportados pelos consumidores de gás natural de cada Município, sendo a sua cobrança feita através das faturas do fornecimento do gás natural emitidas pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural que operam na área de cada Município.

Nos termos da Lei, o valor das taxas de ocupação do subsolo resulta de decisão aprovada em cada Assembleia Municipal, diferindo assim de Município para Município.

Nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada Município. Neste sentido a regulamentação da responsabilidade da ERSE, no cumprimento estrito da legislação em vigor, estabelece que em cada Município são repercutidos nos consumidores os valores efetivamente cobrados pela respetiva autarquia ao operador de rede. Para garantir este objetivo os valores em causa serão devidamente identificados na contabilidade dos operadores e objeto de auditorias. A metodologia aprovada pela ERSE assegura que a imputação das TOS é efetuada em função dos custos das redes de distribuição pagos por cada consumidor.

A.6 – INVESTIMENTOS

O CT recomenda uma análise criteriosa dos investimentos propostos pelos operadores de rede de distribuição, de modo a evitar impactos negativos nas tarifas.

O CA da ERSE concorda com esta recomendação, à qual é dada a devida atenção na análise aos custos dos investimentos, que sustenta a proposta tarifária e é explanada nos vários documentos anexos.

No que diz respeito aos comentários do CT, integrados no seu parecer de 2012, relativos à apresentação por parte de um operador da rede de distribuição de custos unitários divergentes da média das outras empresas, iniciou-se uma análise, consubstanciada num questionário a todos os operadores de rede de distribuição, que será aprofundada e concluída no próximo ano gás, de modo a poder abranger outras situações.

A.7 – PREÇOS REGULADOS

Confirma-se o lapso de redação no ponto 4.3.6 da Proposta, tendo o mesmo sido corrigido.

A.8 - TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

Reconhecendo a importância que as UAG's têm no SNGN nos períodos regulatórios anteriores, a ERSE não integrou os custos suportados pelo ORT com o transporte rodoviário de GNL para UAG's, bem como os custos incorridos pelo CURgc com a gestão logística das UAG's no mecanismo de custos eficientes aplicados ao OPEX da REN Gasodutos. No período regulatório que se inicia em 2013-2014 ocorreram algumas alterações no SNGN, nomeadamente a extinção da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes exercida pelo CURgc e a revisão da metodologia de custos eficientes aplicada ao ORT na sua atividade de Transporte de gás natural, que obrigaram a rever a anterior situação.

Face às considerações apresentadas pelo CT, o CA da ERSE reviu a sua proposta de aceitação dos custos.

A.8.1 – GESTOR LOGÍSTICO DAS UAGS (GL-UAG)

A recente alteração regulamentar incluiu a extinção da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes em resultado do definido na Portaria n.º59/2013, de 11 de fevereiro, a qual fixa para 30 de junho de 2014, a data para extinção das tarifas transitórias para os clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000m³.

Assim, os custos associados ao gestor logístico das UAGS que estavam alocados à função de comercialização de último recurso a grandes clientes, e uma vez que a função do gestor logístico das UAGS continua a ser exercida pelo comercializador grossista, passam a ser considerados na atividade de compra e venda de gás natural do mesmo operador.

A.8.2 – MECANISMOS DE EFICIÊNCIA NOS CUSTOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO

A proposta de Tarifas para 2013-2014 apresentada pelo CA da ERSE ao CT teve em conta o nível de detalhe da informação prestada pelos operadores regulados bem como a salvaguarda dos interesses dos agentes do setor, consumidores incluídos.

No entanto, o CA da ERSE é sensível aos argumentos apresentados pelo CT relativamente à posição do ORT enquanto entidade, cujas obrigações, no que diz respeito ao transporte de GNL por rodovia, restringem-se a liquidar os pagamentos devidos pelo transporte de GNL. Desta forma, os custos suportados pelo ORT com o transporte de GNL por rodovia serão desacoplados da base de custos sujeita à aplicação de metas de eficiência. Na salvaguarda dos interesses dos consumidores de gás natural será imposto um racional de eficiência para a aceitação dos referidos custos. Neste sentido, a ERSE passará a publicar anualmente os custos unitários de referência com o transporte de gás natural por rodovia, sendo esse o valor máximo a aceitar nas tarifas anuais.

B – PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2013-2016

B.1 – TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

No que diz respeito à taxa de remuneração, o CT apresentou algumas dúvidas relativas às opções tomadas, que merecem ser esclarecidas visto estas resultarem da ponderação de vários fatores num cenário de grande incerteza.

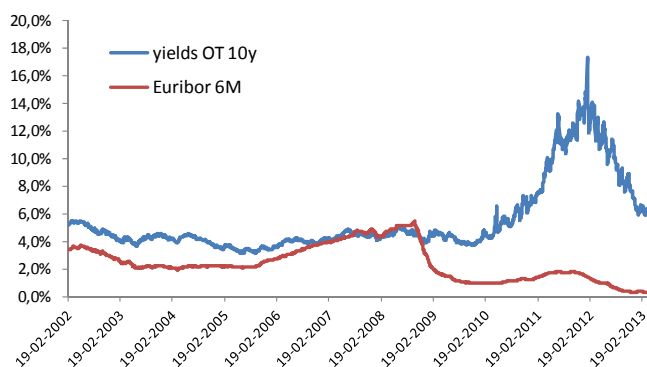
Em particular, no que diz respeito à indexação do valor do custo de capital à média das *yields* das OT a 10 anos, tal como referido no documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016” a metodologia fixada pretende, por um lado, garantir a aplicação de regras equivalentes entre o setor do elétrico e o do gás natural e, por outro, não gerar discrepâncias de condições financeiras entre as atividades desenvolvidas em AP e em MP/BP. Assim, o RoR apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado. Contudo, importa igualmente informar o CT que face às incertezas que caracterizam os mercados financeiros, a proposta teve igualmente subjacente o princípio da estabilidade tarifária, o que, em parte, justifica que o ponto de partida das taxas de remuneração em AP e MP/BP se mantenha face ao anterior período regulatório.

Quanto à taxa de juro sem risco, a sua definição revestiu-se de grande exigência pela particular incerteza financeira que ainda caracteriza a situação em Portugal. As análises efetuadas e os pressupostos utilizados pretenderam encontrar uma solução equilibrada e prudente. A opção pela metodologia adotada ponderou um conjunto de condições. Registe-se que entre muitas das análises realizadas para determinar a ponderação entre as *Bund* e as OT, que salvaguardam a consistência da

opção adotada, observou-se a evolução das *yields* das OT a partir do início efetivo da zona EURO, de onde se concluiu que o valor médio das *yields* neste período, cerca de 5%, é muito próximo do valor resultante da metodologia aplicada.

No que concerne o beta no capital próprio, reconhece-se que o quadro 5-4 do documento de parâmetros, que apresenta os valores de betas do capital próprio ajustado e decorrentes da aplicação da metodologia *bottom-up*, deve ser alvo de esclarecimentos adicionais. Estes esclarecimentos foram contemplados na versão definitiva do referido documento. Importará, contudo, já esclarecer que no cálculo deste parâmetro optou-se pelo beta do capital próprio ajustado, diretamente a partir dos dados de mercado, face ao beta do capital próprio, decorrente da aplicação da metodologia *bottom-up*.

Finalmente no que diz respeito ao custo do capital alheio, foi tido em consideração, para além dos factos salientados no Parecer do CT, outros aspetos mencionados, nomeadamente, o facto dos financiamentos das empresas reguladas estarem na sua maioria indexados às taxas Euribor. As taxas Euribor encontram-se em níveis historicamente baixos, justificando-se assim as baixas taxas de financiamento, da ordem de 4,5%. No entanto, é necessário referir que se está, neste momento, a internalizar na remuneração das atividades reguladas as condições de financiamento para os próximos 3 anos e é prudente considerar que pode haver, neste período, valorizações da Euribor. A figura seguinte apresenta essa evolução.



Desta forma, quis-se acautelar eventuais situações de risco associadas às condições de financiamento das atividades reguladas. Acresce que algumas das empresas distribuidoras não pertencem a nenhum grupo económico de grande dimensão e, por isso, podem estar sujeitas a condições de mercado menos favoráveis.

B.2 – PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL

Na proposta enviada ao CT, o CA da ERSE propôs a alteração na fórmula de cálculo do valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines, passando este a ser calculado a partir do *stock* médio do armazenamento no terminal, deduzido das existências comerciais e das existências mínimas técnicas do terminal.

De acordo com os comentários recebidos do CT, o CA da ERSE irá alterar a fórmula de cálculo proposta, passando o valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines a ser calculado a partir do *stock* médio do armazenamento no terminal deduzido apenas das existências mínimas técnicas do terminal, reconhecendo assim a exigência de estabelecimento de armazenagem comercial por parte dos comercializadores de gás natural, tal como proposto pelo CT.

B.3 – CUSTOS E EFICIÊNCIA

A regulação por incentivos é um instrumento importante do exercício regulatório para promover a eficiência por parte dos agentes regulados e promover a partilha de ganhos com os consumidores. No período regulatório que se inicia no ano gás 2013-2014, decidiu-se alargar a regulação por custos eficientes à atividade de Armazenamento Subterrâneo de GN. Deste modo, no setor do gás natural, apenas a atividade de gestão Técnica e Global do Sistema, pelas suas particularidades, continua a ser regulada por custos aceites. Não obstante as dificuldades em estabelecer comparações internacionais, foi também efetuado pela primeira vez um estudo para as atividades de Alta Pressão, cuja regulação por incentivos já havia ocorrido no período regulatório anterior, a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e a atividade de Transporte de Gás Natural.

OPEX

Na definição das bases de custos e das metas de eficiência a aplicar no ano gás 2013/2014 nas atividades reguladas, teve-se em atenção a evolução dos custos históricos, estimados e previsionais, bem como o desempenho das empresas, tal como está patente nos documentos “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural” e “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016”.

No caso particular do OPEX das atividades reguladas da REN, o CA da ERSE tomou boa nota da argumentação do CT, relativamente ao facto do ano de 2011 ter sido um ano de exceção para esta empresa, pelo seu estatuto de empresa pública, tendo contemplado esta preocupação na aplicação dos fatores de eficiência entre o ano de 2011 e o ano de 2013 para a definição da base de custos regulados da atividade de transporte de gás natural.

No que diz respeito ao OPEX da Comercialização de Último Recurso a opção pela repartição entre custos variáveis e custos fixos baseou-se num questionário aos comercializadores de último recurso retalhista (CUR), com vista a definir os indutores de custos e, posteriormente, a base de custos controláveis a considerar. Dada a pouca informação existente sobre custos da atividade de comercialização de gás natural, o questionário teve como objetivo a obtenção de maior informação sobre a atividade operacional dos comercializadores e, deste modo, proporcionar uma correta aderência dos custos suportados pelos CUR aos parâmetros a definir para o novo período regulatório.

O peso considerado para os custos variáveis teve em conta, por um lado, a extinção das tarifas de venda a clientes finais em dezembro de 2015, e por outro lado, as diferenças nas estruturas de custos dos CUR. No que diz respeito ao primeiro ponto, o fim das tarifas reguladas obriga a uma revisão da estrutura de custos destas empresas, com uma diminuição do peso dos custos fixos, que já deverá ser devidamente sinalizada na definição dos parâmetros para o próximo período regulatório.

No que diz respeito ao segundo ponto, alguns CUR têm subjacente uma estrutura empresarial mais flexível, por estarem integrados em grupos empresariais de grande dimensão e, como tal, conseguirão diluir mais facilmente os seus custos fixos. Outros comercializadores de último recurso retalhista, pelo contrário, possuem um peso dos custos variáveis menos elevado, por não estarem integrados em grupos de grande dimensão.

Variáveis físicas consideradas

As tarifas reguladas do setor do gás natural são calculadas para o horizonte temporal do ano gás. Para efeitos da determinação destas tarifas reguladas são usados os proveitos permitidos que resultam da média dos proveitos permitidos dos dois anos civis, que são intersetados pelo ano gás em causa, os quais incorporam os ajustamentos respetivos, determinados com base na informação financeira e técnica ocorrida em ano civil. Desta forma, é intrínseca à metodologia de regulação a aplicação de quantidades diferentes na fixação dos proveitos e na fixação das tarifas. Regista-se, contudo, que na definição dos cenários da procura houve uma preocupação em aplicar pressupostos de evolução idênticos e de garantir a coerência destes cenários, quer estejam na base temporal do ano civil ou do ano gás, bem como nas comparações entre estas bases temporais. Para algumas atividades, este objetivo é alcançado através de um tratamento semestral dos dados, caso em que os efeitos sazonais não são despicientes.

B.4 – PREÇO DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

O preço do gás natural agora definido tem, no limite, um horizonte temporal de um ano e, por isso, a sua estimativa é realizada com base em expectativas para o futuro não refletindo apenas o passado recente e a circunstância atual. Refira-se ainda que este custo, tal como os restantes, está sujeito a ajustamentos, sendo que os mesmos beneficiam os consumidores na parcela II das tarifas de UGS quando se concretizam na devolução de montantes.

Atendendo a estes argumentos e à condição inicial, optou-se por considerar um preço do gás natural mais conservador, em linha com o preço de gás natural utilizado no primeiro trimestre de 2013.