

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA
O ANO GÁS 2010-2011
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO
2010-2013**

Junho 2010

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	Parâmetros para o período de regulação	7
0.2.1	Metas de eficiência.....	7
0.2.2	Custo com capital.....	8
0.3	Extinção das tarifas de venda a clientes finais para consumos anuais superiores a 10 000 m ³	9
0.4	Principais determinantes das variações das tarifas	11
1	INTRODUÇÃO	19
2	PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE	21
2.1	Pressupostos e opções metodológicas	21
2.1.1	Parâmetros regulatórios	21
2.1.2	Opções metodológicas.....	27
2.2	Proveitos permitidos para cada actividade	34
2.2.1	Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	34
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	35
2.2.3	Transporte de Gás Natural.....	37
2.2.4	Gestão Técnica Global do SNGN	37
2.2.5	Distribuição de gás natural.....	38
2.2.6	Compra e Venda de gás natural	42
2.2.6.1	Comercializadores de último recurso grossista	42
2.2.6.2	Comercializador de último recurso a grandes clientes	43
2.2.6.3	Comercializador de último recurso retalhista.....	44
2.2.7	Comercialização de gás natural.....	47
2.2.7.1	Comercializador de último recurso a grandes clientes	47
2.2.8	Comercializador de último recurso retalhista	47
2.3	Parâmetros para a definição das tarifas	50
2.4	Compensações entre entidades reguladas.....	53
2.4.1	Entre operadores da rede de distribuição	53
2.4.2	Entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	53
2.4.3	Compensações dos comercializadores	54
2.4.3.1	Transferências entre comercializadores de último recurso retalhistas	55
3	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2010-2011	57
3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	62
3.1.1	Preços da parcela de Recepção de GNL.....	63
3.1.2	Preços da parcela de Armazenamento de GNL	63
3.1.3	Preços da parcela de regaseificação de GNL.....	63
3.1.4	Síntese dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	64

3.1.5	Preço de Trocas Reguladas de GNL	65
3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	66
3.3	Tarifas por actividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural	67
3.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	67
3.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	68
3.4	Tarifas por actividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural	72
3.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	72
3.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	73
3.4.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição.....	74
3.4.3.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP.....	75
3.4.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >	75
3.4.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <	76
3.5	Tarifas por actividade dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³ (n).....	76
3.5.1	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	76
3.5.2	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas	77
3.6	Tarifas de venda a Clientes Finais de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³ (n).....	78
3.7	Tarifas de Acesso às Redes	83
3.7.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	83
3.7.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	85
3.7.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).....	86
3.8	Tarifas transitórias de gás natural a vigorar em 2010-2011.....	87
3.8.1	Tarifas transitórias por actividade do comercializador de último recurso grossista.....	87
3.8.1.1	Tarifa transitória de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	87
3.8.1.2	Tarifa transitória de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes.....	88
3.8.1.3	Tarifa transitória de Comercialização da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes.....	89
3.8.2	Tarifas transitórias por actividade dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n).....	90
3.8.2.1	Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n)	90
3.8.2.2	Tarifa transitória de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n)	90
3.8.3	Tarifas transitórias de venda a Clientes Finais de gás natural aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n).....	91
3.8.3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista	91
3.8.3.2	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n).....	92
4	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2010-2011	93

4.1	Enquadramento regulamentar	93
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas.....	93
4.2.1	Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	94
4.2.2	Encargos com a rede a construir	96
4.2.3	Preço de leitura extraordinária	96
4.2.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	96
4.3	Preços a vigorar no ano gás 2010-2011	97
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	97
4.3.2	Encargos com a rede a construir	101
4.3.3	Preço de leitura extraordinária	102
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	103
4.3.5	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de pólos de consumo existentes nas redes de gás natural.....	103
5	ANÁLISE DE IMPACTES	105
5.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Actividade.....	105
5.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	105
5.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	106
5.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	107
5.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	108
5.1.5	Impacte no Preço Médio das tarifas agregadas da RNTIAT	109
5.1.6	Tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	110
5.1.7	Tarifas de Uso da rede de distribuição	111
5.1.8	Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	112
5.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes.....	113
5.2.1	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2010-2011	114
5.3	Impacte no preço médio das Tarifas de Venda a Clientes Finais.....	115
5.3.1	Fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	115
5.3.2	Estrutura do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ em 2010-2011	116
	ANEXOS	119
	ANEXO I SIGLAS	121
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	125
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013”	129
	ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013”	151

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	3
Quadro 0-2 – Metas de eficiência aplicadas às actividades reguladas	8
Quadro 0-3 - Pressupostos	11
Quadro 0-4 – Compensação atribuída nos contratos de concessão	12
Quadro 0-5 – Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011.....	13
Quadro 0-6 – Transferências para a parcela I da UGS	14
Quadro 0-7 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2010-2011	17
Quadro 0-8 – Proveitos permitidos do ano gás 2010-2011 das empresas do sector do gás natural....	18
Quadro 2-1- Factores de eficiência considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011.....	22
Quadro 2-2 – Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011	25
Quadro 2-3 – Balanço de energia do sector do gás natural para o ano gás 2010-2011	27
Quadro 2-4 – Transferências para a parcela I da UGS	31
Quadro 2-5 – Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011.....	33
Quadro 2-6 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	35
Quadro 2-7 - Proveitos permitidos Armazenamento Subterrâneo de gás natural	36
Quadro 2-8 - Facturação da Transgás Armazenagem a transferir para a REN Armazenagem.....	36
Quadro 2-9 – Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural.....	37
Quadro 2-10 - Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema	38
Quadro 2-11 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da actividade de Distribuição de gás natural	39
Quadro 2-12 - Variação anual do custo unitário de aquisição de gás natural	42
Quadro 2-13 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	43
Quadro 2-14 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes.....	44
Quadro 2-15 – Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	45
Quadro 2-16 – Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	46
Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes.....	47
Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	48
Quadro 2-19 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	49
Quadro 2-20 - Parâmetros a vigorar em 2010-2013	51
Quadro 2-21 - Parâmetros do operador da rede de distribuição	52

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Índices

Quadro 2-22 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista.....	53
Quadro 2-23 - Compensação entre os ORD no ano gás 2010-2011	53
Quadro 2-24 – Transferência do ORT para os comercializadores	54
Quadro 2-25 - Transferências mensais em percentagem.....	54
Quadro 2-26 – Compensação entre os CUR retalhistas no ano gás 2010-2011	55
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas.....	59
Quadro 3-2 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração.....	63
Quadro 3-3 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração.....	63
Quadro 3-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL	64
Quadro 3-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração.....	64
Quadro 3-6 - Preços da tarifa anual de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	64
Quadro 3-7 - Preços da tarifa de curta duração de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	65
Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL, previsto no Despacho ERSE n.º 5/2010	66
Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	66
Quadro 3-10 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	67
Quadro 3-11 - Preço de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema	67
Quadro 3-12 - Preço de energia da tarifa de Uso Global do Sistema	68
Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de entrada	69
Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída	70
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada.....	71
Quadro 3-16 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de saída	71
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída	72
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	73
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	74
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP	75
Quadro 3-21 - Preços da tarifa de curtas utilizações de URD em MP.....	75
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de URD em BP >	76
Quadro 3-23 - Preços da tarifa de URD em BP <	76
Quadro 3-24 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n).....	77
Quadro 3-25 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) por ano.....	78

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Índices

Quadro 3-26 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	79
Quadro 3-27 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	79
Quadro 3-28 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	80
Quadro 3-29 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	80
Quadro 3-30 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lisboaagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	80
Quadro 3-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	81
Quadro 3-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	81
Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	81
Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	82
Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Sonorgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	82
Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) a vigorarem no ano gás 2010-2011	82
Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de electricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2010-2011....	83
Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP e operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2010-2011	83
Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte (por ponto de entrada) a vigorarem no ano gás 2010-2011.....	84
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte de Curtas Durações (por ponto de entrada) a vigorarem no ano gás 2010-2011	84
Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte (por ponto de saída, excluindo as entregas a clientes em Alta Pressão e às interligações com as redes de distribuição) a vigorarem no ano gás 2010-2011	85
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte de Curtas Durações (por ponto de saída, excluindo as entregas a clientes em Alta Pressão e às interligações com as redes de distribuição) a vigorarem no ano gás 2010-2011	85
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2010-2011.....	86
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2010-2011	86
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2010-2011	86
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2010-2011	87

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Índices

Quadro 3-47 - Tarifa transitória de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	88
Quadro 3-48 - Tarifa transitória de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes.....	89
Quadro 3-49 - Tarifa transitória de Comercialização da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	89
Quadro 3-50 - Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ (n).....	90
Quadro 3-51 - Tarifa transitória de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m ³ (n) por ano.....	91
Quadro 3-52 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem até 31 de Março de 2011	92
Quadro 3-53 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ (n) a vigorarem até 31 de Março de 2011.....	92
Quadro 4-1 - Custos e valores propostos para os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural	94
Quadro 4-2 - Variação percentual de preços face à proposta do valor mais baixo	95
Quadro 4-3 - Custos de prestação do serviço do preço de leitura extraordinária	96
Quadro 4-4 - Prestação do serviço de interrupção em horário laboral (comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)	98
Quadro 4-5 - Prestação do serviço de restabelecimento em horário laboral (comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)	99
Quadro 4-6 - Prestação do serviço de restabelecimento em horário nocturno e no Sábado (comparação entre os preços propostos e os preços em vigor).....	99
Quadro 4-7 - Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento (comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)	100
Quadro 4-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2010-2011)	101
Quadro 4-9 – Encargos com a rede a construir	102
Quadro 4-10 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2010-2011).....	103
Quadro 4-11 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2010-2011)	103
Quadro 5-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	105
Quadro 5-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	106
Quadro 5-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	107
Quadro 5-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	108
Quadro 5-5 - Receitas, quantidades e preço médio associados às tarifas de uso da RNTIAT.....	109
Quadro 5-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	110
Quadro 5-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	111

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Índices

Quadro 5-8 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	112
Quadro 5-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes	113
Quadro 5-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	115

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Mapa com as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	4
Figura 0-2 – Uniformidade tarifária nos preços do escalão 2 (220 a 500 m ³ /ano) por 4 zonas de preço	5
Figura 0-3 - Comparação da facturação de gás natural de consumidores típicos em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	6
Figura 0-4 - Representatividade dos escalões de consumo aplicáveis aos consumidores tipo.....	7
Figura 2-1 - Determinação de proveitos em extinção gradual da actividade.....	30
Figura 2-2 – Consequências totais da extinção das TVCF.....	31
Figura 5-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	106
Figura 5-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	107
Figura 5-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	108
Figura 5-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	109
Figura 5-5 - Preço médio da tarifa agregada de uso da RNTIAT	110
Figura 5-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	111
Figura 5-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	112
Figura 5-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	113
Figura 5-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes	114
Figura 5-10 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010-2011	114
Figura 5-11 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010-2011	115
Figura 5-12 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	116
Figura 5-13 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ em 2010-2011	117
Figura 5-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ em 2010-2011	117

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2010-2011, a ERSE deu início ao processo de aprovação das tarifas, elaborando uma proposta que submeteu a parecer do Conselho Tarifário e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 17 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 2010-2011 e publicou o respectivo despacho 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.

Estas tarifas e preços de gás natural enquadram-se na revisão regulamentar que antecedeu o 2.º período de regulação do sector do gás natural, que terá a duração de três anos com início a 1 de Julho de 2010. A aprovação da regulamentação do gás natural foi precedida de uma ampla consulta pública – a 30.ª Consulta Pública da ERSE - iniciada a 30 de Outubro de 2009, com a apresentação de propostas de alteração de cada um dos regulamentos devidamente justificadas. A 4 de Dezembro de 2009 realizou-se uma audição pública em que os vários interessados no sector expressaram publicamente a sua opinião e os seus pontos de vista, tendo sido também recebidos nesta data diversos comentários por escrito. Importa sublinhar que a qualidade dos comentários apresentados pelos vários interessados do sector permitiu robustecer a proposta apresentada a consulta pública, melhorando a qualidade das regras publicadas.

Mais recentemente foi publicado o Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho, relativo à extinção, com efeitos a partir de 1 de Julho de 2010, das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais de gás natural aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m³.

Considerando que o mercado de gás natural na Península Ibérica se encontra numa situação de excesso de oferta, a extinção das tarifas reguladas para fornecimentos superiores a 10 000 m³ contribuirá para a dinamização do mercado resultando em benefício para todos os consumidores de gás natural.

Os consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ continuarão a poder ser fornecidos pelo comercializador de último recurso e as respectivas tarifas a ser determinadas pela ERSE, sem prejuízo de puderem optar por um comercializador no mercado livre.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição das tarifas e preços de gás natural, dos proveitos permitidos associados às actividades reguladas e dos preços dos serviços regulados para o ano gás 2010-2011, bem como os parâmetros para o período de regulação 2010-2013. Este documento é complementado por um conjunto de documentos que justificam os pressupostos e as decisões adoptadas e que fazem parte integrante das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 são:

1. Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o período de regulação 2010-2013;
2. Proveitos permitidos do ano gás 2010-2011 das empresas reguladas do sector do gás natural;
3. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2010-2011;
4. Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2010-2011;
5. Definição de metas de eficiência para a actividade de distribuição de gás natural para o período de regulação dos anos gás 2010-2011 a 2012-2013;
6. Ajustamentos referentes aos anos gás 2008-2009 e 2009-2010 a repercutir em 2010-2011;
7. Análise dos investimentos do sector do gás natural.

0.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2010-2011, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006 e pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, bem como pelo Regulamento Tarifário da ERSE com as disposições entretanto estabelecidas pelo Decreto-Lei recentemente aprovado em Conselho de Ministros, são as seguintes:

- Tarifas de Uso do Terminal de Recepção, 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 Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.

- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.

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 de Venda a Clientes Finais, pagas pelos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso, são obtidas por soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização.

As tarifas reguladas para 2010-2011 resultam num acréscimo tarifário global para os consumidores de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, conforme consta no quadro seguinte.

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

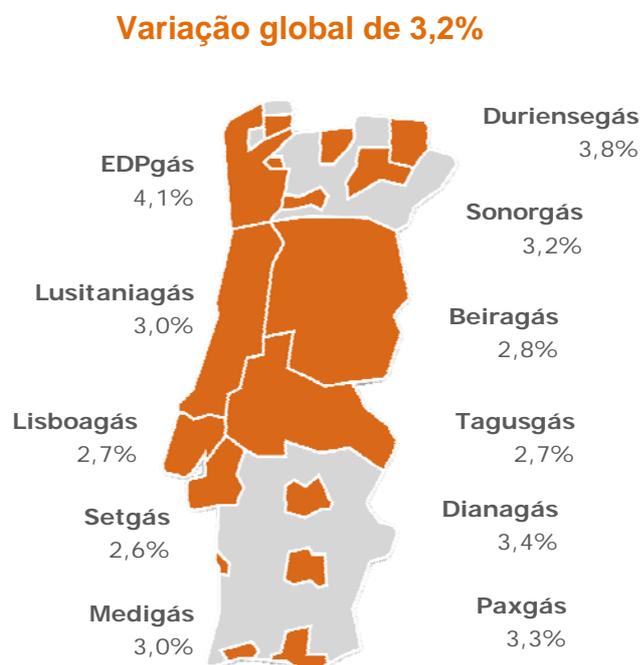
Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2010-2011/2010-2009
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	3,2%

UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

As tarifas para o ano gás 2010-2011 representam mais um passo no sentido da implementação da uniformidade tarifária iniciada em 2008.

Na figura seguinte, apresentam-se as variações aplicadas aos vários comercializadores de último recurso regionais evidenciando-se a sua área de intervenção geográfica. A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão é diferenciada por região, o que representa um contributo para a uniformidade tarifária em todo o território nacional, através da aplicação de variações tarifárias menos acentuadas nas regiões com preços mais elevados. As tarifas apresentam variações entre 2,6%, na Setgás e 4,1% na EDPgás.

Figura 0-1 - Mapa com as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano



Importa salientar que a diferenciação de tarifas, actualmente existente, decorre das condições estabelecidas nos contratos de concessão celebrados com empresas distintas, em regiões com diferentes características físicas e de mercado, em horizontes temporais também distintos, que o processo de uniformidade tarifária pretende atenuar.

Na figura seguinte apresenta-se a convergência dos diferentes preços, por escalão de consumo anual, para preços únicos nacionais para o exemplo do 2.º escalão de consumo (220 a 500 m³/ano). Verifica-se desde já uma convergência por quatro zonas com preços iguais entre si, a saber: (i) Dianagás, Sonorgás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e EDPgás; (ii) Lisboagás e Lusitaniagás; (iii) Setgás e Tagusgás e (iv) Beiragás.

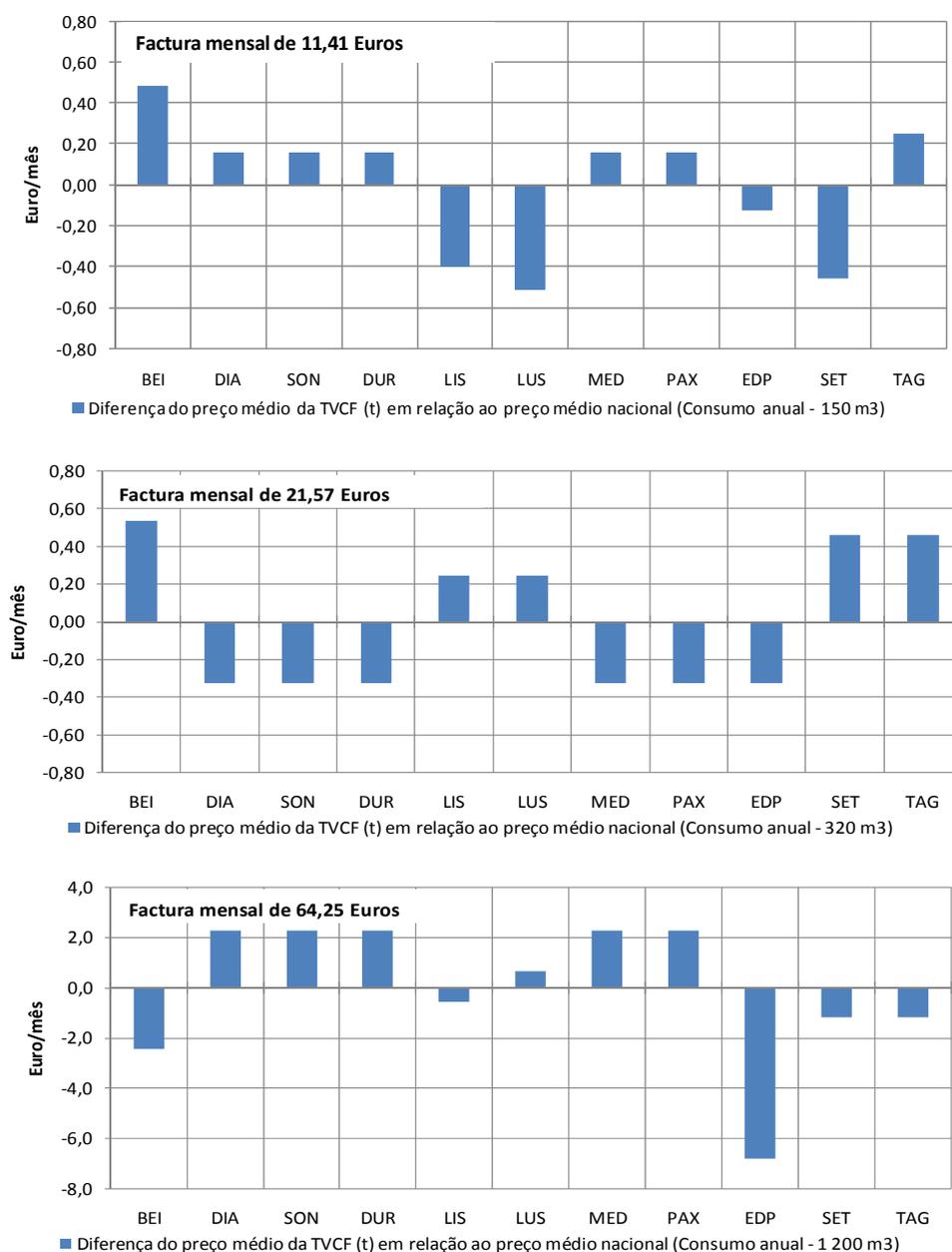
Figura 0-2 – Uniformidade tarifária nos preços do escalão 2 (220 a 500 m³/ano) por 4 zonas de preço



Finalmente, importa referir que da diversidade de 47 preços diferentes (entre todos os preços em vigor para os escalões de consumo inferiores ou iguais a 10 000 m³) em 2009-2010, se passa para um conjunto de 30 preços diferentes em 2010-2011. No final deste processo de convergência nacional ter-se-ão apenas dois preços (um termo fixo e um termo de energia) para cada escalão de consumo, resultando 8 preços distintos (associados a 4 escalões de consumo) para os fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Na figura seguinte compara-se para cada uma das áreas geográficas de comercialização de último recurso as facturas mensais de gás natural de três consumidores tipo: consumos de 150m³/ano representativo de um casal sem filhos; 320 m³/ano, representativo de um casal com filhos; e 1 200 m³/ano, representativo de um agregado familiar com aquecimento central a gás natural ou de um consumidor do sector serviços ou pequena indústria.

Figura 0-3 - Comparação da facturação de gás natural de consumidores típicos em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

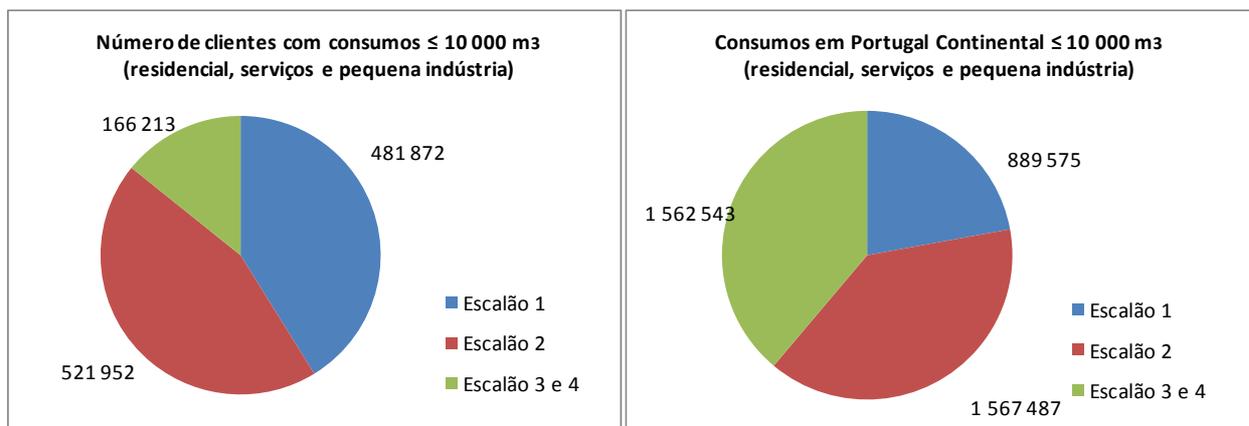


Legenda:

BEI – Beiragás; DIA – Dianagás; SON – Sonorgás; DUR – Duriensegás; LIS – Lisboagás; LUS – Lusitaniagás; MED – Medigás; PAX – Paxgás; EDP – EDPgás; SET – Setgás; TAG – Tagusgás

Estes consumidores enquadram-se respectivamente no primeiro (150 m³), segundo (320 m³) e terceiro/quarto (1 200 m³) escalões de consumo de gás natural, cuja representatividade em termos de número de clientes e de consumo se apresenta na figura seguinte.

Figura 0-4 - Representatividade dos escalões de consumo aplicáveis aos consumidores tipo



A uniformidade tarifária pressupõe naturalmente a existência de um mecanismo de compensação tarifária entre as várias empresas de distribuição e de comercialização de último recurso.

0.2 PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO

Inicia-se o 2.º período de regulação do sector do gás natural. Para cada período de regulação é necessário determinar parâmetros que irão vigorar durante 3 anos. De entre os parâmetros a publicar destacam-se as metas de eficiência e o custo de capital.

0.2.1 METAS DE EFICIÊNCIA

A revisão regulamentar lançada pela ERSE e publicada em Março de 2010 contempla a aplicação de metas de eficiência no novo período regulatório que se inicia em Julho de 2010. As metas de eficiência foram aplicadas à base de custos operacionais das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte, de Distribuição e de Comercialização de último recurso. No caso da actividade de Distribuição foi elaborado um estudo pormenorizado sobre esta matéria que integra os documentos de tarifas do ano gás 2010-2011.

Ao nível da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL aplicaram-se metas de eficiência de 1% que resultaram na redução dos custos controláveis em cerca de 3,5%, e da redução dos proveitos permitidos em cerca de 0,3%. Relativamente ao Transporte de gás natural considerou-se uma redução de 14% dos custos considerados como controláveis, face aos valores do ano gás 2009-2010.

Na actividade de Distribuição de GN a aplicação das metas de eficiência, que variam entre os 0,5% e os 3,8%, conduziram a uma redução global dos custos controláveis dos vários ORD de cerca de 13,2%. Ao

nível dos proveitos permitidos dos ORD a redução foi de cerca de 4,2%. Estes valores foram determinados após a elaboração de um exercício de *benchmarking*. Este exercício permitiu evidenciar as particularidades de cada uma das empresas reguladas face ao conjunto e, deste modo, aplicar factores diferenciados de eficiência e de dinâmica de evolução dos custos.

Nas actividades de Comercialização consideraram-se metas de eficiência a variar entre 1% e 3%. Estas opções permitiram uma redução dos custos controláveis de 17,5% e dos proveitos permitidos em cerca de 11,7%. O Quadro 0-2 resume os factores de eficiência considerados bem como os impactes da sua aplicação ao nível dos custos controláveis e dos proveitos permitidos.

Quadro 0-2 – 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%

Nota: (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

0.2.2 CUSTO COM CAPITAL

Num sector em pleno desenvolvimento, como é o caso do sector do gás natural, a definição do custo de capital, pela ERSE, procura promover a correcta afectação de recursos entre as empresas do sector do gás natural e o resto dos agentes económicos, sem comprometer o desenvolvimento deste sector. A estabilidade das decisões regulatórias é essencial para não gerar um agravamento do risco associado à actividade e, conseqüentemente, um agravamento do próprio custo de capital.

Porém, após o término de um período regulatório importa reequacionar os pressupostos subjacentes à definição do custo de capital, por forma a que este parâmetro não esteja alheio, por um lado, à evolução da actividade, e, por outro lado, às alterações do contexto em que ela se desenvolve.

A ponderação dos diferentes factores relacionados com a evolução da actividade e as condicionantes externas conduzem a ERSE a propor:

- 8% para o custo de capital das actividades relacionadas com as infra-estruturas de Alta Pressão:
 - Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

-
- Transporte de gás natural.
 - Armazenamento Subterrâneo de gás natural.
 - Gestão Técnica Global do SNGN.
 - 9% para a actividade de Distribuição de gás natural.

Os valores publicados são idênticos aos que vigoraram no anterior período de regulação. No entanto, estes valores resultam da conjugação de tendências de sentidos opostos ocorridas desde esse período. A actual crise financeira internacional justificou a incorporação de um prémio de risco da dívida superior ao definido no anterior período regulatório. Porém, o efeito desta alteração no valor do custo de capital foi anulado por vários factores, nomeadamente, pela consideração da consolidação da actividade das empresas na diminuição do risco de capital próprio.

0.3 EXTINÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 10 000 M³

Na reorganização operada em Portugal, neste sector de actividade, estava implícito o princípio de que tanto a figura do comercializador de último recurso como a fixação de tarifas reguladas de venda de gás assumem um carácter restrito e provisório, sendo fundamentalmente consagradas a favor dos consumidores domésticos e de pequenas empresas, e ainda assim apenas no período em que o mercado não assegure em termos competitivos e socialmente razoáveis o fornecimento de gás natural.

No Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho, foi estabelecida a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

O diploma aprovado incide sobre vários aspectos dos regulamentos da ERSE, nomeadamente, questões de relacionamento comercial, qualidade de serviço e regras tarifárias. Nesse sentido, a transposição completa dos efeitos desta alteração legislativa obriga a uma reflexão alargada abrangendo vários tópicos da regulação.

Após ponderar as várias alternativas, e sem prejuízo da alteração dos regulamentos da ERSE sobre esta matéria, por ocasião da publicação do referido diploma, foram realizadas as alterações necessários para justificar a inclusão da extinção das tarifas de venda a clientes finais nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, com impacte material no cálculo das tarifas, na apresentação das contas reguladas e nas transferências entre operadores.

A ERSE irá monitorizar o processo de extinção garantindo que toda a informação será atempadamente disponibilizada aos consumidores e comercializadores de mercado reforçando a supervisão do funcionamento do mercado nos termos previstos na Lei.

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 torna necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas.

Assim, se nos poucos clientes que restam na actividade fossem repercutidos os ajustamentos do ano gás t-2 (ano gás 2008-2009), bem como os custos operacionais da actividade extinta haveria um impacto desproporcionado nos clientes que permanecem, o que tornaria incomportável o valor das respectivas tarifas.

No entanto, as empresas não podem deixar de receber estas verbas sem o que o seu equilíbrio económico - financeiro seria seriamente afectado.

A este cenário acresce o facto da extinção das tarifas superiores a 10 000 m³ impor um mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, o qual vai ser adicionado à TVCF transitória, em extinção, numa determinada percentagem por trimestre.

Deste modo, os custos da extinção da comercialização relacionados com esta realidade devem ser perequados na tarifa de Uso Global do Sistema.

A revisão regulamentar que, conjuntamente com a proposta de tarifas, se submeteu a parecer do Conselho Tarifário contempla as seguintes alterações:

FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural, do ano gás t-2 (2008-2009), do comercializador de último recurso grossista, do comercializador de último recurso a grandes clientes e dos comercializadores de último recurso retalhistas, subdivididos por clientes com consumos anuais superiores e inferiores a 10 000 m³, foram considerados numa óptica de sustentabilidade dos mercados livre e regulado e incluídos na parcela II da tarifa Uso Global do Sistema.

FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os ajustamentos da função de Comercialização, do ano gás t-2 (2008-2009), do comercializador de último recurso a grandes clientes e dos comercializadores de último recurso retalhistas com clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, deduzidos do sobreproveito, resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, foram incluídos na parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

Importa referir que os valores a recuperar pelas parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema devem ser transferidos para os comercializadores de último recurso proporcionalmente ao valor mensalmente facturado pelo operador da rede de transporte. Desta forma elimina-se do operador da rede de transporte qualquer desvio de procura.

0.4 PRINCIPAIS DETERMINANTES DAS VARIAÇÕES DAS TARIFAS

PRESSUPOSTOS DE BASE

No quadro seguinte apresenta-se uma síntese dos pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011.

Quadro 0-3 - Pressupostos

Pressupostos		Valor
Deflador do PIB	- 2010	0,0%
	- 2011	2,0%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2008-2009 (desde 1 de Julho de 2008 a 30 de Junho de 2009) acrescida de <i>spread</i>	4,169%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2009-2010 (desde 1 de Julho de 2009 a 14 de Maio de 2010) acrescida de <i>spread</i> (1%)	1,740%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, em vigor no último dia do mês de Março do ano gás t-1 (2009-2010), acrescida de <i>spread</i> (1,5%)	2,134%
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 e custos de funcionamento do comercializador de SNGN.	2,4 cent€/kWh

COMPENSAÇÃO ESTABELECIDA NOS NOVOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Os novos contratos de concessão, elaborados ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, estabelecem que os operadores das redes de distribuição têm direito a receber 4€/cliente/ano, durante os 5 primeiros períodos de regulação, calculados tendo em consideração o número de clientes no início de cada período de regulação.

Ao iniciar-se o segundo período de regulação o valor desta compensação ascende a 4 429 milhares de euros, conforme se visualiza no Quadro 0-4.

Quadro 0-4 – Compensação atribuída nos contratos de concessão

Valor (EUR/cliente)	Número de clientes	Compensação atribuída nos contratos de concessão (10 ³ EUR)
4	1 107 372	4 429

ALISAMENTO DO CUSTO COM CAPITAL

A regulação das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de Gás Natural e de Distribuição de Gás Natural, foi durante o primeiro período regulatório (1 de Julho de 2007 até 30 de Junho de 2010) efectuada por custos aceites, com ajustamentos ao fim de dois anos com base em valores reais, sendo que foi aplicada uma metodologia de remuneração dos activos, designada por alisamento do custo com capital, que pretendia do ponto de vista financeiro, estabelecer um perfil de pagamentos adequado à procura de gás natural, permitindo uma repartição justa entre os consumidores actuais e os futuros.

Ocorrências diversas, desde alterações significativas do valor dos investimentos previstos para o período da concessão até à dificuldade de efectuar previsões de investimentos e de consumos a tão longo prazo (40 anos), que em alguns casos inverteram o princípio básico subjacente a esta metodologia de repartição justa entre os consumidores actuais e os futuros, obrigou a repensar esta metodologia.

A ponderação dos aspectos negativos esteve na base da decisão de proceder à eliminação do alisamento nas actividades de Transporte e de Distribuição de gás natural, mantendo-se na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL com redução do período de alisamento de 40 para 10 anos.

Nas actividades de Transporte e de Distribuição de gás natural a extinção do alisamento pressupõe a reposição da neutralidade financeira referente ao primeiro período regulatório, resultante da diferença entre o custo com capital alisado e o não alisado, acrescido de juros calculados às taxas definidas para os ajustamentos. Para o cálculo do valor que permite repor a neutralidade financeira foi utilizada a taxa de remuneração do cálculo do custo com capital alisado (5,88% para a actividade de Transporte e 6,615% para a actividade de distribuição). Esta reposição deverá ser efectuada gradualmente, por forma a mitigar os impactes a nível dos consumidores.

Assim, no caso do Transporte optou-se por um período de 3 anos, enquanto que na Distribuição a escolha foi de 6 anos, de modo a salvaguardar os interesses dos consumidores.

Na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a fórmula de alisamento do custo com capital permite recalcular os valores de modo a não haver necessidade de repor a neutralidade financeira, associada à alteração do período do alisamento.

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 protecção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, a ERSE passa 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 excepção 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.

No Quadro 0-5 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011.

Quadro 0-5 – Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamento preços e quantidades t-1 e t-2 CURG	31 534
Ajustamentos t-1 e t-2 CURr	10 758
Juros	1 198
Total	43 489

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 torna necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas.

Os ajustamentos da função de Comercialização, do ano gás t-2 (2008-2009), do comercializador de último recurso a grandes clientes e dos comercializadores de último recurso retalhistas com clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, deduzidos do sobre proveito, resultante do mecanismo de

incentivo à escolha de um comercializador de mercado, foram incluídos na parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

No Quadro 0-6 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

Quadro 0-6 – Transferências para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Comercializador de último recurso a grandes clientes	1 017
Comercializadores de último recurso retalhistas	6 198
Total	7 215

HARMONIZAÇÃO ENTRE CONTAS REGULADAS E CONTAS ESTATUTÁRIAS

A ERSE quando iniciou a regulação do sector do gás natural definiu como ano regulatório o período de 1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte, criando assim o conceito de ano gás. No entanto, esta opção implica um desfasamento entre contas reguladas e contas estatutárias o que acarreta vários inconvenientes, dos quais se destacam a difícil comparabilidade entre contas reguladas e contas estatutárias, a menor fiabilidade dos valores incluídos nos proveitos permitidos e a necessidade de auditorias adicionais às já efectuadas pelas empresas.

Assim, foi alterado o Regulamento Tarifário no sentido de manter o ano gás (1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte) para os proveitos a recuperar pelas tarifas, com a correspondente publicação e período de vigência das tarifas nas datas habituais, calculando, no entanto, os proveitos permitidos com base em informação reportada aos anos civis que integram o ano gás (anos civis s e $s+1$).

ALTERAÇÕES DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

As tarifas agora propostas integram um conjunto de alterações ao nível da estrutura tarifária que se espera venham a beneficiar consumidores e indústria do gás natural:

- Maior flexibilidade tarifária na utilização do terminal de Sines

No sentido de se aumentar a flexibilidade tarifária do terminal, facilitando-se a sua utilização por agentes de mercado de menor dimensão, modificou-se a sua estrutura tarifária indexando-a à estrutura de custos marginais por serviço utilizado¹ (recepção, armazenamento de GNL, carga de camiões cisterna e regaseificação). Em particular, os preços adoptados nos serviços de armazenamento de GNL e de carga de camiões cisterna coincidem com os custos marginais (ressalvando-se que o preço de armazenamento de GNL não fique inferior ao preço de armazenamento de gás em cavernas subterrâneas), situação que mitiga os custos fixos observados pelos vários comercializadores associados às indivisibilidades do aprovisionamento de GNL.

Adicionalmente, e de forma a viabilizar a utilização do Terminal por perfis de curta duração aprovou-se uma opção de curtas durações em que o termo de capacidade de regaseificação é substituído por um termo proporcional à energia processada. A estrutura desta nova opção tarifária é assim totalmente variabilizada.

Estas alterações na estrutura tarifária facilitam a utilização do terminal de GNL de Sines por novos agentes de mercado, situação que reforça, por um lado, a concorrência no mercado retalhista e por outro lado, assegura a existência de ganhos de escala relacionados com a diluição dos custos do terminal por maiores volumes de procura, que beneficiarão todos os consumidores de gás natural.

- Introdução de um novo modelo tarifário de entrada/saída na tarifa de Uso da Rede de Transporte

A aplicação de um modelo de tarifas do tipo entrada/saída assegura uma alocação mais eficiente dos custos pelos diferentes utilizadores do sistema. Este modelo incentiva uma utilização racional da capacidade, quer nos pontos de entrada, quer nos pontos de saída, contribuindo para a resolução antecipada de eventuais congestionamentos comerciais.

A adopção deste modelo permite que o sistema português fique desde já alinhado com as disposições da Directiva n.º 73/2009 e do Regulamento n.º 715/2009 da Comissão Europeia, promovendo, por um lado, uma alocação eficiente dos custos da rede de transporte e, por outro lado, contribuindo para o aprofundamento do mercado de gás natural na medida em que se facilitam as trocas de gás natural entre comercializadores dentro do sistema.

- Variabilização da tarifa de Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

As tarifas de Comercialização passaram a ser binómias, com um termo tarifário fixo, definido em euros por mês, e um termo variável dependente do gás natural consumido. Esta situação assegura uma maior aderência das tarifas aos custos e, simultaneamente, facilita o acesso ao gás natural pelos

¹ Esta opção foi estabelecida no Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 4 878/2010, de 18 de Março.

consumidores de menor dimensão. Esta situação é também indutora de eficiência no consumo, na medida em que estimula o combate ao desperdício e promove a eficiência energética.

- Aperfeiçoamento do processo de convergência para tarifas nacionais nos fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

O mecanismo de convergência para as tarifas nacionais (aditivas) foi aperfeiçoado deixando de actuar separadamente por Comercializador de Último Recurso (CUR) e passando a actuar a nível nacional. Permite-se ainda que sempre que os preços de determinados CUR sejam próximos, se considere um único preço para as regiões em questão, situação que permite acelerar o processo da convergência tarifária.

BALANÇO DE ENERGIA DO SECTOR DO GÁS NATURAL

Importa apresentar o balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2010-2011 que condiciona os preços das tarifas de Uso das Infra-estruturas e de Venda a Clientes Finais. Com efeito as tarifas dependem, por um lado, do nível de custos das várias actividades do sector e, por outro lado, do nível da procura de gás natural. No quadro seguinte apresenta-se o balanço e fluxos de energia do sistema nacional de gás natural.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Sumário executivo

Quadro 0-7 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2010-2011

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	24 057
	1.1 Campo Maior	24 057
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	38 027
	2.1 Injecções RNT	37 098
	2.2 Camião cisterna	929
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo	0
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	62 084
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	61 154
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo	0
	8 Centros electroprodutores	27 216
	9 Clientes industriais em AP	11 508
	10 Redes de distribuição (interligadas)	22 359
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	61 083
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	71
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	61 083
	Saídas da RNDGN	
	15 Clientes em MP	10 759
	16 Clientes em BP	12 470
	17 Perdas e autoconsumos na RNDGN	59
18=15+16+17	18 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas)	23 288

PROVEITOS PERMITIDOS NAS ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

O Quadro 0-8 apresenta o valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011, por actividade, bem como o respectivo impacte das principais decisões tomadas pela ERSE quando comparados com os valores enviados pelas empresas.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Sumário executivo

Quadro 0-8 – Proveitos permitidos do ano gás 2010-2011 das empresas do sector do gás natural

Unidade: 10³ EUR

Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	[a]	35 045
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	[b]	20 722
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	171 676
Proveitos da actividade de transporte de gás natural		107 708
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		20 479
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		43 489
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	[d]	240 400
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS do ano gás t-2		143
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT do ano gás t-2		-6 140
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural		234 403
Proveitos do comercializador de último recurso grossista		253 428
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	[e]	253 428
Proveitos dos comercializadores de último recurso		
Proveitos da Comercialização de último recurso em regime transitório a grandes clientes		66 815
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes		65 132
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes		
Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes	[f]	1 684
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		30 975
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural		29 896
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		
Proveitos da actividade de Comercialização	[g]	1 079
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		127 956
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural		95 333
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		
Proveitos da actividade de Comercialização	[h]	32 623
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		756 657

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, uma “Proposta de Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o período de regulação 2010-2013”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fizeram parte integrante.

As tarifas e preços para o gás natural contemplam o estabelecido nos Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

As tarifas e preços, para o ano gás 2010-2011, são determinados tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho da ERSE n.º 4878/2010, de 18 de Março, bem como o disposto no documento de alterações regulamentares, que se submeteram a consulta do Conselho Tarifário juntamente com o conjunto de documentos das Tarifas e Preços do ano gás 2010-2011.

A determinação das tarifas e proveitos permitidos, para o ano gás 2010-2011, teve em consideração os valores dos custos, proveitos e investimentos previstos para este ano gás, 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, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Portgás, Setgás, Sonorgás e Tagusgás.

No que diz respeito à estrutura do presente documento, este apresenta, no capítulo 2, os proveitos permitidos para cada actividade das empresas reguladas no ano gás 2010-2011.

No capítulo 3 apresentam-se os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por actividade, para vigorarem no ano gás 2010-2011 de acordo com o Regulamento Tarifário.

No capítulo 4 apresentam-se os preços dos serviços regulados para o gás natural, a vigorar no ano gás 2010-2011, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.

Por último, no capítulo 5 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas pela ERSE.

2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE

2.1 PRESSUPOSTOS E OPÇÕES METODOLÓGICAS

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011 para as empresas das actividades reguladas teve por base os seguintes parâmetros e opções metodológicas.

2.1.1 PARÂMETROS REGULATÓRIOS

METAS DE EFICIÊNCIA

O processo de revisão do Regulamento Tarifário lançado pela ERSE em meados de 2009 incluiu uma consulta pública que contemplava a elaboração de um estudo sobre a aplicação de metas de eficiência à actividade de Distribuição de gás natural.

A REN, bem como o Conselho Tarifário, nos comentários que formularam sobre a consulta pública, sugeriram que fossem também aplicadas metas de eficiência às infra-estruturas de gás natural.

Como a data em que foram pronunciadas aquelas sugestões não era compatível com a elaboração dos estudos necessários à determinação das metas de eficiência a aplicar nas tarifas do ano gás de 2010-2011, a ERSE elaborou uma proposta simplificada, baseada na análise da evolução dos custos controláveis desde o início da regulação no ano gás 2007-2008, a aplicar à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e à actividade de Transporte de gás natural. Ao longo do período regulatório a ERSE elaborará um estudo sobre a aplicação de metas de eficiência ao nível dos operadores de alta pressão.

Relativamente às actividades de Comercialização de último recurso, aos custos controláveis dos comercializadores de último recurso retalhistas do ano gás 2008-2009 e aos custos de funcionamento do CSNGN foi também aplicado proposto simplificadas de metas de eficiência que seguidamente se explicam.

Ao nível da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL aplicaram-se metas de eficiência de 1% que resultaram na redução dos custos controláveis em cerca de 3,5%, e da redução dos proveitos permitidos em cerca de 0,3%. Relativamente ao Transporte de gás natural considerou-se uma redução de 14% dos custos considerados como controláveis, face aos valores do ano gás 2009-2010.

Na actividade de Distribuição de GN a aplicação das metas de eficiência, que variam entre os 0,5% e os 3,8%, conduziram a uma redução global dos custos controláveis dos vários ORD de cerca de 13,2%. Ao nível dos proveitos permitidos dos ORD a redução foi de cerca de 4%.

Nas actividades de Comercialização consideraram-se metas de eficiência a variar entre 1% e 3%. Estas opções permitiram uma redução dos custos controláveis de 17,5% e dos proveitos permitidos em cerca de 11,7%. O Quadro 2-1 resume os factores de eficiência considerados, bem como os impactes da sua aplicação ao nível dos custos controláveis e dos proveitos permitidos.

Quadro 2-1- Factores de eficiência considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011

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%

Nota: (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

CUSTO COM CAPITAL

Num sector em pleno desenvolvimento, como é o caso do sector do gás natural, a definição do custo de capital, pela ERSE, procura promover a correcta afectação de recursos entre as empresas do sector do gás natural e o resto dos agentes económicos, sem comprometer o desenvolvimento deste sector. A estabilidade das decisões regulatórias é essencial para não gerar um agravamento do risco associado à actividade e, consequentemente, um agravamento do próprio custo de capital.

Após o término de um período regulatório importa reequacionar os pressupostos subjacentes à definição do custo de capital, por forma a que este parâmetro não esteja alheio, por um lado, à evolução da actividade, e, por outro lado, às alterações do contexto em que ela se desenvolve.

A ponderação dos diferentes factores relacionados com a evolução da actividade e as condicionantes externas conduzem a ERSE a propor:

- 8% para o custo de capital das actividades com as infraestruturas de Alta Pressão:

-
- Actividades do Terminal de GNL.
 - Transporte de gás natural.
 - Gestão Técnica Global do SNGN.
 - Armazenamento Subterrâneo.
 - Imobilização das reservas estratégicas.
- 9% para a actividade de Distribuição de gás natural e de Comercialização de último recurso.

Apesar de estas taxas corresponderem aos valores definidos nos anteriores períodos regulatórios, elas incorporam as seguintes alterações aos parâmetros que as compõem:

1. Face ao ambiente de incerteza nos mercados financeiros e na actividade financeira em geral, a taxa de juro nominal sem risco deve reflectir o valor ocorrido no passado recente, correspondendo à média da rendibilidade das OT a 10 anos, entre o mês de Março de 2009 e o mês de Fevereiro de 2010. Este valor é de 4,20% e é fixado para o período regulatório.
2. O prémio da dívida é aumentado relativamente ao período regulatório anterior. No caso das actividades a montante da distribuição de gás natural, o prémio passa de 0,65% para 1%, na actividade de distribuição de gás natural o prémio passa de 1% para 1,5%.
3. É definida uma estrutura teórica do capital, sendo o peso da dívida considerada igual a 50%, em linha com as práticas europeias.
4. O beta do capital próprio das actividades das infra-estruturas de Alta Pressão é de 0,95, tendo-se considerado o valor implícito na taxa definida para a actividade de transporte do sector eléctrico.
5. O beta do capital próprio da actividade de Distribuição de gás natural é de 1,2, que decorre da ponderação do definido para a Distribuição de energia eléctrica no período regulatório em vigor e do risco apurado para o grupo Galp, no qual se encontra integrada a maior parte das empresas de distribuição de gás natural.

OUTROS

- 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.

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 reflectem todas as relações económicas, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

Assim, o deflator do PIB foi o escolhido para actualizar os investimentos e os custos e proveitos operacionais, para o ano gás 2010-2011, com excepção dos custos de aquisição de gás natural.

- Spread

Considerou-se um *spread* de 100 pontos base no cálculo dos ajustamentos relativos ao ano gás 2009-2010.

- Taxa de actualização das quantidades de gás natural

No primeiro período regulatório, o cálculo do alisamento do custo com capital, na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi efectuado com base em taxas diferentes de remuneração do capital e de actualização de quantidades de gás natural.

Na revisão regulamentar efectuada optou-se por igualar as referidas taxas, atendendo a que os métodos de avaliação económica, utilizados preferencialmente em projectos de produção de energia, não efectuam diferenciação entre as duas taxas.

- Custo de aquisição do gás natural

A compra de gás natural é assegurada pela Galp Gás Natural, SA enquanto comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e consiste na compra e venda de gás natural no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*.

De modo a clarificar o custo de aquisição de gás natural os custos desta actividade ficaram totalmente definidos na última revisão do Regulamento Tarifário (Março de 2010) e são compostos pelos custos de aquisição de gás natural, pelos custos com a utilização das infra-estruturas 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 pelos custos de exploração da actividade do comercializador do SNGN.

Deste modo, o custo unitário de aquisição do gás natural, incluindo os custos com utilização das infra-estruturas e de funcionamento do comercializador de SNGN, é de 2,36 cent€/kWh

O Quadro 2-2 resume os pressupostos mencionados anteriormente.

Quadro 2-2 – Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011

	2009	2010	2011
Deflator do Consumo Privado (%)	-	1,0	1,9
Deflator do PIB (%)	1,0	0,8	2,0
Spread (%)	-	1,0	-
Taxa de actualização das quantidades de gás natural (%)	-	8,0	8,0
Custo de aquisição do gás natural (cent€/kWh)	2,4		

Fonte: Programa de Estabilidade e Crescimento 2010-2013 - 15 de Março de 2010, Ministério das Finanças e da Administração Pública

- Balanço de gás natural

As previsões da ERSE para os consumos de gás natural para o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas tomam, de uma forma geral, em consideração as previsões apresentadas pelas empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os seus respectivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas, nos diferentes níveis do balanço físico do gás natural ou, de um ponto de um vista comercial, da cadeia de valor do sector, coexistem igualmente diferentes perspectivas sobre a evolução dos consumos de gás natural que importa à ERSE ponderar.

A estagnação económica verificada em Portugal ao longo do ano de 2009 levou a uma quebra acentuada da produção industrial e à diminuição do consumo de energia eléctrica, neste caso em contra-ciclo ao verificado nos últimos anos. Assim, no ano gás 2008-2009, o consumo de gás natural foi inferior ao consumo verificado no ano gás anterior, sendo também inferior ao previsto na definição dos proveitos e das tarifas do ano gás 2008-2009 e, conseqüentemente, substancialmente inferior ao definido nas tarifas do ano gás 2009-2010.

No que diz respeito às entregas a clientes na RNDGN, é bastante elevado o desnível entre as quantidades realmente consumidas e as quantidades previstas serem consumidas, nos dois últimos anos gás para efeitos de definição das tarifas. No médio prazo não se perspectiva que haja um crescendo das quantidades. Esta leitura está também implícita nas previsões dos operadores da rede de distribuição. Conseqüentemente, as previsões da ERSE para o ano gás 2010-2011 para o consumo dos consumidores abastecidos em média e baixa pressão são substancialmente mais baixas do que as previsões efectuadas no ano anterior, estando em linha com as previsões dos ORD.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013*

Proveitos permitidos para cada actividade

Registe-se que ao nível dos comercializadores de último recurso, tal como no ano anterior, aceitaram-se as previsões das empresas, para os consumidores com consumo anual inferior a 10 000 m³. Para os restantes consumidores, face à extinção das tarifas reguladas e ao fim da obrigatoriedade dos comercializadores de último recurso fornecerem esses consumidores a partir do 2.º trimestre de 2011, introduziu-se um critério de redução da comercialização de último recurso para estes clientes até à sua extinção no final do ano gás 2010-2011.

O balanço de energia de gás natural para o ano gás 2010-2011 que esteve na base da definição dos proveitos permitidos dos vários operadores é apresentado no Quadro 2-3, evidenciando os fluxos de energia do Sistema Nacional de Gás Natural.

A explicitação detalhada dos pressupostos subjacentes ao balanço do gás natural encontra-se no documento “Caracterização da Procura de gás natural no ano Gás 2010-2011”.

Quadro 2-3 – Balanço de energia do sector do gás natural para o ano gás 2010-2011

Balanço físico de gás natural no SNGN		Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	24 057
	1.1 Campo Maior	24 057
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	38 027
	2.1 Injecções RNT	37 098
	2.2 Camião cisterna	929
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo	0
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	62 084
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	61 154
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo	0
	8 Centros electroprodutores	27 216
	9 Clientes industriais em AP	11 508
	10 Redes de distribuição (interligadas)	22 359
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	61 083
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	71
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	61 083
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	22 359
	16 Redes abastecidas por UAG	929
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	23 288
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	10 759
	19 Clientes em BP	12 470
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	59
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas)	23 288

2.1.2 OPÇÕES METODOLÓGICAS

ALISAMENTO DO CUSTO COM CAPITAL

A regulação das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de Gás Natural e de Distribuição de Gás Natural, foi durante o primeiro período regulatório (1 de Julho de 2007 até 30 de Junho de 2010) efectuada por custos aceites, com ajustamentos ao fim de dois anos com base em valores reais, sendo que foi aplicada uma metodologia de remuneração dos activos, designada por alisamento do custo com capital, que pretendia do ponto de vista financeiro, estabelecer um perfil de

pagamentos adequado à procura de gás natural, permitindo uma repartição justa entre os consumidores actuais e os futuros.

A aplicação do alisamento, apesar de ser justificável em termos teóricos, face à realidade do sector, evidenciou na prática aspectos negativos que mereceram ponderação, como sejam, a dificuldade de efectuar previsões de investimentos e de consumos a longo prazo, as revisões dos planos de investimento no decorrer do primeiro período regulatório, que em alguns casos inverteram o princípio básico subjacente a esta metodologia de repartição justa entre os consumidores actuais e os futuros e a complexidade no exercício da regulação em termos de tratamento da informação.

A ponderação desses factores esteve na base da decisão de proceder à eliminação do alisamento nas actividades de Transporte e de Distribuição de gás natural, mantendo-se na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL com redução do período de alisamento de 40 para 10 anos.

Nas actividades de Transporte e de Distribuição de gás natural a extinção do alisamento pressupõe a reposição da neutralidade financeira referente ao primeiro período regulatório, resultante da diferença entre o custo com capital alisado e o não alisado, acrescido de juros calculados às taxas definidas para os ajustamentos. Para o cálculo do valor que permite repor a neutralidade financeira foi utilizada a taxa de remuneração do cálculo do custo com capital alisado (5,88% para a actividade de Transporte e 6,615% para a actividade de distribuição). Esta reposição deverá ser efectuada gradualmente, por forma a mitigar os impactes a nível dos consumidores.

Assim, no caso do Transporte optou-se por um período de 3 anos, enquanto que na Distribuição a escolha foi de 6 anos, de modo a reduzir o impacte nas tarifas.

Na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a fórmula de alisamento do custo com capital permite recalcular os valores de modo a não haver necessidade de repor a neutralidade financeira, associada à alteração do período do alisamento.

EQUILÍBRIO ECONÓMICO E FINANCEIRO DOS CUR

No âmbito das suas competências a ERSE deve criar condições favoráveis ao exercício eficiente das actividades do sector do gás natural ao longo de toda a sua cadeia de valor. Para o efeito, os modelos de regulação adoptados devem promover o melhor desempenho económico das actividades reguladas. No mercado liberalizado as condições comerciais, nomeadamente os preços praticados, são negociadas livremente entre comercializadores e clientes. No mercado regulado os fornecimentos são assegurados por comercializadores de último recurso com obrigações de serviço universal e sujeitos à regulação pela ERSE que aprova as tarifas de último recurso a praticar.

A coexistência de um mercado liberalizado com tarifas reguladas torna fundamental que os modelos de regulação adoptados assegurem o funcionamento eficiente e sustentado do mercado.

A abertura de mercado, reforçada pela criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS), permitiu o aparecimento de novos comercializadores.

Por tudo isto, actualmente o mercado de gás natural para fornecimentos superiores a 10 000m³ apresenta grande liquidez, em resultado da existência de grandes quantidades de gás natural transaccionadas, o que se traduz na disponibilidade de ofertas de fornecimento em termos competitivos e mais favoráveis para os consumidores.

O desenvolvimento, entretanto, verificado no mercado do gás natural, a que acresce a necessidade de conformação do conceito de comercializador de último recurso de acordo com as exigências da Directiva n.º 2003/55/CE, justificam a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m³.

Deste modo, a extinção destas tarifas reguladas afigura-se simultaneamente favorável para os consumidores e para o desenvolvimento do mercado, tornando-o mais aberto e competitivo.

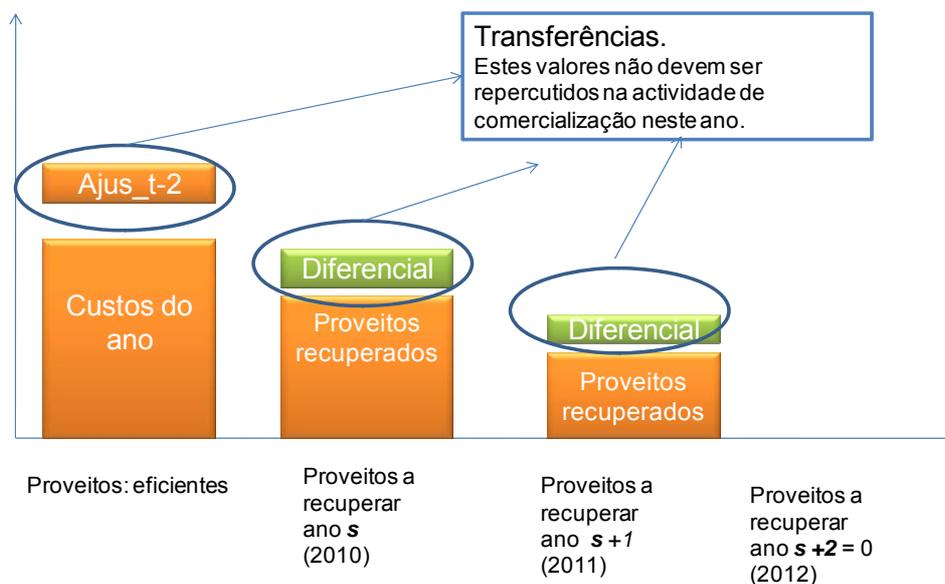
O Decreto-Lei de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m³, nos quais se incluem sobretudo clientes industriais, aprovado em Conselho de Ministros do dia 8 de Abril, estabelece o procedimento aplicável neste caso. No entanto, a extinção destas tarifas implica a extinção da actividade de comercialização neste segmento de mercado, o que impõe a necessidade de adaptar o Regulamento Tarifário em conformidade.

Estas alterações incidem sobre os proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte e sobre os proveitos permitidos da função de Comercialização dos comercializadores de último recurso, nos Artigos 63.º, 80.º do capítulo IV do Regulamento Tarifário, tendo sido ainda adicionado o Artigo 84 A.º.

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 torna necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas.

No Figura 2-1 apresentam-se as consequências de calcular proveitos após a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

Figura 2-1 - Determinação de proveitos em extinção gradual da actividade

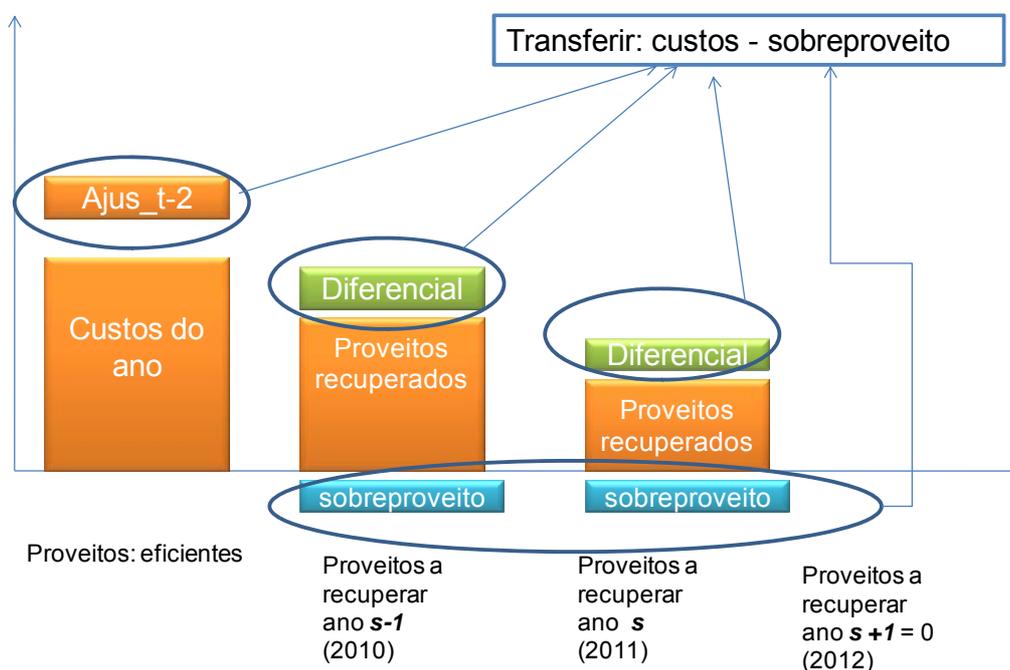


Assim, se nos poucos clientes que restam na actividade fossem repercutidos os ajustamentos do ano gás t-2 (ano gás 2008-2009), bem como os custos operacionais da actividade extinta haveria um impacto desproporcionado nos clientes que permanecem, o que tornaria incomportável o valor das respectivas tarifas.

No entanto, as empresas não podem deixar de receber estas verbas sem que o seu equilíbrio económico e financeiro seja seriamente afectado.

A este cenário acresce o facto do diploma aprovado no Conselho de Ministros de 8 de Abril, extingue as tarifas, para consumos anuais superiores a 10 000 m³, impor um mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, em percentagem a definir pela ERSE, o qual vai ser adicionado à TVCF transitória trimestral, em extinção, a partir do terceiro trimestre de 2010.

Figura 2-2 – Consequências totais da extinção das TVCF



Deste modo, os custos de extinção da comercialização relacionados com esta realidade devem ser perequados na tarifa de Uso Global do Sistema. Assim, os ajustamentos da função de Comercialização, do ano gás $t-2$ (2008-2009), do comercializador de último recurso a grandes clientes e dos comercializadores de último recurso retalhistas com clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, deduzidos do sobre proveito, resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, foram incluídos na parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

No Quadro 2-4 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

Quadro 2-4 – Transferências para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Comercializador de último recurso a grandes clientes	1 017
Comercializadores de último recurso retalhistas	6 198
Total	7 215

SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

A ERSE deve criar condições favoráveis ao exercício eficiente das actividades do sector de gás natural ao longo de toda a cadeia de valor. Para o efeito, os modelos de regulação adoptados devem promover, por um lado, o melhor desempenho económico das actividades reguladas, em particular as que apresentam características de monopólio natural como as redes de transporte e de distribuição e, por outro lado, a eficiência na afectação de recursos através da aprovação de sinais de preços adequados.

Em Portugal, a partir de 1 de Janeiro de 2010 passou a existir total liberalização do sector do gás natural e conseqüentemente a coexistência de um mercado regulado com um mercado liberalizado, em todos os segmentos de mercado, o que reforça a necessidade de implementar formas de regulação que assegurem o funcionamento eficiente e sustentado dos dois mercados.

O comercializador de último recurso grossista (CURg) adquire o gás ao comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (C_{SNGN}). As tarifas de Energia são aplicadas pelo CURg aos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) e ao comercializador de último recurso a grandes clientes, permitindo assim recuperar os proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural. Por sua vez, os CURr e o CURg, no âmbito dos fornecimentos aos grandes clientes, recuperam esses proveitos através da tarifa de energia aplicada aos seus clientes.

A existência de desvios extraordinários na componente de energia do comercializador de último recurso a reflectir nos proveitos permitidos da actividade de compra e venda de energia pode contribuir para o desalinhamento entre o nível da tarifa regulada e o nível de custos no mercado liberalizado, prejudicando a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado e contribuindo para uma ineficiente alocação de recursos.

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 protecção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, a ERSE passa 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 excepção dos centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um CUR, e apresenta uma estrutura monómia, com um preço de energia.

Os ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural, do ano gás t-2 (2008-2009), do comercializador de último recurso grossista, do comercializador de último recurso a grandes clientes e dos comercializadores de último recurso retalhistas, subdivididos por clientes com consumos anuais superiores e inferiores a 10 000 m³, foram considerados numa óptica de sustentabilidade dos mercados livre e regulado e incluídos na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Estas alterações incidem sobre os proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte e sobre os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural dos comercializadores de último recurso, nos Artigos 63.º, 76.º, 78.º e 80.º, do capítulo IV do Regulamento Tarifário.

No Quadro 2-5 pode visualizar-se os valores transferidos da função de Compra e Venda de gás natural para a parcela II da tarifa Uso Global do Sistema.

Quadro 2-5 – Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamento preços e quantidades t-1 e t-2 CURG	31 534
Ajustamentos t-1 e t-2 CURr	10 758
Juros	1 198
Total	43 489

HARMONIZAÇÃO DAS CONTAS REGULADAS E DAS CONTAS ESTATUTÁRIAS

A ERSE quando iniciou a regulação do sector do gás natural definiu como ano regulatório o período de 1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte, criando assim o conceito de ano gás. No entanto, esta opção implica um desfasamento entre contas reguladas e contas estatutárias o que acarreta os seguintes inconvenientes:

1. Difícil comparabilidade entre contas reguladas e contas estatutárias.
2. Menor fiabilidade dos valores incluídos nos proveitos permitidos.
3. Necessidade de auditorias adicionais às já efectuadas, nomeadamente pelas empresas.
4. Incoerência na especialização de exercícios entre semestres.
5. Dificuldades para todos os *stakeholders* (e para o regulador) por haver necessidade de trabalhar com informação semestral e reportada a anos civis diferentes.

Assim, foi alterado o Regulamento Tarifário no sentido de:

1. Manter o ano gás (1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte) para os proveitos a recuperar pelas tarifas, com a correspondente publicação e período de vigência das tarifas nas datas habituais;
2. Obter das empresas a informação de natureza económica baseada em anos civis;

3. Calcular os proveitos permitidos com base nos anos civis que integram o ano gás (anos civis s e $s+1$);
4. Aplicar ajustamentos aos valores dos proveitos permitidos do ano civil, baseado em valores estimados para o ano $s-1$;
5. Aplicar ajustamentos aos valores dos proveitos permitidos do ano civil, baseado em valores reais do ano $s-2$.

TRANSFERÊNCIAS DE MP PARA AP

Na sequência da proposta do Conselho Consultivo e de outros agentes de mercado, a ERSE introduziu a possibilidade dos consumidores ligados em média pressão optarem pela tarifa de alta pressão, se consumirem anualmente uma quantidade superior a 50 milhões de m^3 .

O diferencial de receitas do operador de rede de distribuição resultante da facturação do acesso às redes em alta pressão a clientes ligados em média pressão será recuperado através da tarifa de Uso da Rede de Transporte e posteriormente transferido para o ORD respectivo.

Nas tarifas do ano gás 2010-2011 está contemplada esta situação, cujo montante ascende a 2 608 milhares de euros.

2.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE

Neste ponto são apresentados por actividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, comparando-os com os valores definidos no ano anterior. Com excepção dos proveitos permitidos relacionados com a aquisição de gás natural, cujo preço previsto baixou, verificou-se um aumento face ao ano anterior. Este aumento decorre do natural crescimento do sector, que se traduziu num aumento dos investimentos e na inclusão dos ajustamentos aos proveitos permitidos de anos anteriores. No que diz respeito ao aumento dos investimentos, destaca-se a actividade de Armazenamento Subterrâneo.

No documento designado “Proveitos Permitidos do ano gás 2010-2011 das empresas reguladas do sector do gás natural” encontra-se uma justificação detalhada do cálculo dos proveitos, sendo os valores desagregados por empresa.

2.2.1 RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Os proveitos permitidos apresentados para o ano gás de 2010-2011 da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, contrariamente aos anos anteriores, deixaram de apresentar

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

a actividade separada por funções, agregando-as numa única. Apresenta-se no Quadro 2-6 a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2010-2011 e os do ano gás 2009-2010.

Quadro 2-6 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2009-2010	Proveitos permitidos 2010-2011	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Custos com capital afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	40 366	26 159	-14 207	-35%
b	Custos de exploração afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	8 940	8 425	-516	-6%
	<i>Componente fixa dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</i>	0	3 436	3 436	-
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/kWh)</i>	0,0000	0,0757	0,0757	-
	<i>Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)</i>	0	31 890	31 890	-
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da capacidade de emissão (€/m³/h)</i>	0	0,0021		
	<i>Capacidade de emissão (m³/h)</i>	0	1 212 500		
c	Proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	296	0	-296	-100%
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	101	101	-
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações	0	0	0	-
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread				
g	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread				
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Recepção, 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 actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	4 851	-361	-5 212	-107%
j	Custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas	1 080	0	-1 080	-100%
a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i+j	Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	45 240	35 045	-10 195	-23%

2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-7 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2010-2011 da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural e os do ano gás 2009-2010.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-7 - Proveitos permitidos Armazenamento Subterrâneo de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2009-2010	Proveitos permitidos 2010-2011	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	3 616	3 177	-439	-12%
b	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	125 022	125 368	347	0%
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8%	8%		
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afectos a esta actividade	3 191	3 923	732	23%
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0	88	88	-
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	65	65	-
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 três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2				
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais				
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1				
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais				
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	-
m	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-1 332	-3 616	-2 284	171%
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m		18 141	20 722	2 554	14%
Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural		18 141	20 722	2 554	14%

A existência de uma tarifa única de armazenamento subterrâneo a aplicar pelos dois operadores, REN Armazenagem e Transgás Armazenagem, gera a necessidade de ajustar os valores facturados aos valores dos proveitos permitidos a cada um dos operadores. Assim, prevê-se que no ano gás 2010-2011 a parcela de 1 320 milhares de euros seja recuperada pela Transgás Armazenagem e transferida para a REN Armazenagem que apenas consegue recuperar directamente pela aplicação da tarifa de UAS, 92% dos proveitos que lhe são permitidos. O Quadro 2-8 apresenta o valor a transferir.

Quadro 2-8 - Facturação da Transgás Armazenagem a transferir para a REN Armazenagem

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Transgás Armazenagem	REN Armazenagem
Parcela a recuperar directamente por aplicação da tarifa		4 777	15 945
Proveitos permitidos		3 457	17 266
Parcela a transferir entre operadores		-1 320	1 320

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

2.2.3 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-9 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2010-2011 da actividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2009-2010.

Quadro 2-9 – Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2009-2010	Proveitos permitidos 2010-2011	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Custos com capital afectos a esta actividade	81 991	81 737	-254	0%
2	Custos de exploração afectos à actividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	20 457	17 947	-2 510	-12%
3	Componente fixa dos proveitos afectos à actividade de Transporte de gás natural	0	8 362	8 362	-
4	Componente variável unitária dos proveitos em função da energia transportada (€/kWh)	0	0	0	-
5	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (€/GRMS)	0	21	21	-
6	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (€/kms)	0	5	5	-
7	Energia transportada pelo operador da rede de Transporte de gás natural (GWh)	0	61 154	61 154	-
8	GRMS fim ano civil	0	85	85	-
9	Kms gasodutos fim ano civil	0	1 296	1 296	-
10	Proveitos da actividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	3 987	3 725	-262	-7%
11	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	465	465	-
12	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	-
13	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	0	1 929	1 929	-
14	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2				
15	Spread no ano s-2, em pontos percentuais				
16	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1				
17	Spread no ano s-1, em pontos percentuais				
18	Ajustamento dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	-
19	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-5 170	-6 746	-1 576	30%
A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	103 631	105 099	1 468	1%
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	0	2 608	2 608	-
C=A+B	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	103 631	107 708	4 077	4%

2.2.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-10 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2010-2011 da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema e os do ano gás 2009-2010.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-10 - Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2009-2010	Proveitos permitidos 2010-2011	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G+H+I	Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	13 233	20 479	7 245	55%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	13 473	13 269	-203	-2%
1	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participado	3 940	4 103	163	4%
2	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	30 183	30 111	-72	0%
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8%	8%	0	0%
4	Custos de exploração afectos a esta actividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s	3 962	3 442	-520	-13%
5	Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural	3 211	3 315	104	3%
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	0	0	0	-
7	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	55	0	-55	-100%
C	Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0	318	318	-
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	23	23	-
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0	1 017	1 017	-
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	0	6 198	6 198	-
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade 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	-
I	Ajustamento dos proveitos da actividade 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 no ano s-2.	240	347	107	45%
J=A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	13 233	20 479	7 245	55%
8	Ajustamentos positivos ou negativos da actividade 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.	0	43 489	43 489	-
K=8	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	0	43 489	43 489	-
L=J+K	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	13 233	63 968	50 735	383%

2.2.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-11 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2010-2011 da actividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2009-2010.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-11 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás					Dianagás					Duriensegás					Portgás				
	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação 10-11/09-10	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação 10-11/09-10	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação 10-11/09-10	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação 10-11/09-10
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	4 847	6 965	1 628	1 704	44%	943	1 193	1 137	1 250	27%	3 916	4 277	4 158	4 396	9%	36 449	41 378	8 243	8 985	14%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		1 666	1 628	1 704			326	313	339			1 276	1 243	1 310			8 614	8 243	8 985	
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1		58 876	57 693	60 059			9 634	9 155	10 113			33 338	32 391	34 284			364 040	354 800	373 280	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			9%				9%	9%	9%			9%					9%			
Custos operacionais:	3 784	3 796	3 643	3 950	0%	1 105	1 056	1 016	1 096	-4%	1 894	1 921	1 897	1 946	1%	8 483	9 904	9 716	10 093	17%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, do operador da rede de distribuição k, aceites pela ERSE		21						5					15				93			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		199						10					-70				1 303			
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1																				
Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2																				
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	8 631	10 981			27%	2 048	2 264			11%	5 810	6 144			6%	44 932	52 677	17 958	19 078	17%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s																				
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		4 068					574					461					-1 921			
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		6 913			-20%		1 690			-17%		5 683			-2%		54 599			22%

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013**

Proveitos permitidos para cada actividade

Unidade: 10³ EUR

	Lisboagás					Lusitaniagás					Mediagás					Paços				
	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação 10-11/09-10	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação 10-11/09-10	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação 10-11/09-10	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação 10-11/09-10
	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	53 477	68 793	68 575	69 010	29%	28 038	33 401	32 961	33 841	19%	1 663	1 760	1 681	1 840	6%	317	523	474	572
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		17 254	17 173	17 334			7 327	7 165	7 489			569	548	589			156	145	167	
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1		572 657	571 130	574 185			289 711	286 625	292 797			13 243	12 592	13 894			4 072	3 654	4 507	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%					9%					9%					9%			
Custos operacionais:	30 649	28 668	28 539	28 796	-6%	9 029	8 515	8 435	8 595	-6%	1 018	909	879	940	-11%	268	305	314	296	14%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, do operador da rede de distribuição k, aceites pela ERSE		216					92					7					1			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		2 142					478					-6					9			
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1																				
Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2																				
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	84 126	99 818			19%	37 067	42 486			15%	2 681	2 670			0%	585	838			43%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s		2 608																		
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		17 909					677					1 398					-123			
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		79 307			-6%		41 809			13%		1 272			-53%		962			65%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Unidade: 10³ EUR

	Setgás					Sonorgás					Tagusgás				
	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Varição 10-11/09-10	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Varição 10-11/09-10	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Varição 10-11/09-10
	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	14 354	17 756	17 459	18 054	24%	2 264	3 472	2 759	4 185	53%	7 198	8 702	8 464	8 941
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		3 859	3 774	3 944		0	506	258	753			2 102	2 032	2 171	
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1		154 416	152 060	156 772			32 961	27 789	38 134			73 340	71 468	75 212	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%					9%				9%	9%	9%	9%	
Custos operacionais:	5 734	6 083	5 984	6 182	6%	2 149	1 477	1 431	1 522	-31%	3 843	3 316	3 284	3 348	-14%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, do operador da rede de distribuição k, aceites pela ERSE		52					14					26			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		331					16					47			
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1															
Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2															
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	20 088	24 222			21%	4 413	4 978			13%	11 041	12 091			10%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s															
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		2 624					-1 133					-2 367			
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		21 598			8%		6 111			38%		14 458			31%

2.2.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-12 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 Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho, para o ano gás de 2010-2011 e os do ano gás 2009-2010.

Quadro 2-12 - Variação anual do custo unitário de aquisição de gás natural

	cent€/MWh		
	Ano gás 2009-2010	Ano gás 2010-2011	Variação %
Custo GN	1,8	2,4	33%

2.2.6.1 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-13 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011 do Comercializador de último recurso a grandes clientes para a função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-13 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso a grandes clientes	354 880	65 132	-82%
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista	168 825	125 229	-26%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás t-1 a incorporar no ano gás t	-50 240	-19 879	-19 879
D	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	-68 471	-68 471
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t	573 944	278 710	-51%
F	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		6 252	
G	Ajustamento positivo ou negativo da actividade 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		-32 732	
H	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da actividade 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		1 198	
G	Ajustamento positivo ou negativo da actividade 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		-63 067	
H=E+F+G	Proveitos a recuperar da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, previstos para o ano gás t		190 361	

2.2.6.2 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

O Quadro 2-14 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011 do Comercializador de último recurso a grandes clientes para a função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010.

Quadro 2-14 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	388 924	65 132	-83%
B	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	
C	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes resultante da convergência para tarifas aditivas	0	-1 318	
D=A-B-C	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t	388 924	66 450	-83%
E	Ajustamento positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t		-1 318	
F=D+E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t		65 132	

2.2.6.3 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

Os Quadro 2-15 e Quadro 2-16 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011 do comercializador de último recurso retalhista, bem como os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista para o ano gás 2009-2010.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-15 – Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2009-2010 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensgás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	8 821	1 609	3 747	48 147	56 015	39 495	1 522	237	16 067	2 199	7 162	185 020
2	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	184	38	46	1 340	616	866	42	-2	222	14	204	3 569
3	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 5=1-2-3-4	8 637	1 571	3 702	46 807	55 400	38 629	1 480	238	15 845	2 185	6 958	181 451

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2010-2011 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensgás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	5 192	806	3 318	25 809	45 128	23 432	1 351	284	12 767	1 628	5 514	125 229
2	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	-166	-23	-111	-1 232	-1 716	-671	-44	-11	-454	-42	-82	-4 552
3	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	297	19	-203	-1 068	615	-1 577	-19	3	-174	34	-992	-3 066
4	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-759	-259	74	-4 164	-1 626	2 337	-231	57	1 111	378	1 260	-1 821
5	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 5=1-2-3-4	5 821	1 069	3 559	32 273	47 856	23 343	1 645	234	12 284	1 258	5 327	134 668

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-16 – Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3)= (1)-(2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	-3 629	-803	-429	-22 338	-10 887	-16 063	-171	47	-3 300	-571	-1 648	-59 791
2	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	-351	-61	-157	-2 572	-2 332	-1 537	-85	-9	-675	-56	-285	-8 121
3	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	297	19	-203	-1 068	615	-1 577	-19	3	-174	34	-992	-3 066
4	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-759	-259	74	-4 164	-1 626	2 337	-231	57	1 111	378	1 260	-1 821
5	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 5=1-2-3-4	-2 816	-502	-142	-14 534	-7 544	-15 286	165	-4	-3 561	-927	-1 631	-46 783

		Variação % (4) = (3) / (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	-41%	-50%	-11%	-46%	-19%	-41%	-11%	20%	-21%	-26%	-23%	-32%
2	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	-190%	-160%	-344%	-192%	-379%	-178%	-205%	496%	-305%	-409%	-140%	-228%
3	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária												
4	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas												
5	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 5=1-2-3-4	-33%	-32%	-4%	-31%	-14%	-40%	11%	-2%	-22%	-42%	-23%	-26%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

2.2.7 COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

2.2.7.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

O Quadro 2-17 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011 do comercializador de último recurso a grandes clientes na função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010.

Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes

Unidade: 10⁵ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010	Proveitos Permitidos 2011	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	4 752	1 931	1 007	1 469	-69%
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0	0	
C	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	0	0	0	0	
D	Margem de Comercialização prevista para o ano gás t	332	126	88	214	-35%
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano gás t-2	0			-1 542	
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t	5 085	2 057	1 096	3 226	-37%
G	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso a grandes clientes a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-1 542	
H=F+G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t				1 684	

2.2.8 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-18 e o Quadro 2-19 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011 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 2009-2010.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista

		Proveitos permitidos 2009-2010 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensagás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 437	246	646	4 977	11 944	3 798	360	79	2 902	728	382	27 499
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	40
3	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	23	4	11	126	179	102	4	1	47	6	16	518
4	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	136	0	0	728	1 838	644	0	0	526	0	89	3 960
5	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i> 6= 1+2+3+4-5	1 595	250	657	5 831	13 961	4 543	364	79	3 475	774	487	32 018

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2010-2011 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensagás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 234	334	743	5 126	10 991	3 941	454	76	3 055	1 531	771	28 255
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	18
3	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	22	12	56	308	291	135	9	4	62	5	125	1 030
4	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	163	0	0	893	1 969	734	0	0	562	0	107	4 429
5	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>	-262	-44	-105	-1 723	-2 239	-708	-257	-28	-535	-458	-111	-6 471
6	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i> 6= 1+2+3+4-5	1 681	390	904	8 050	15 491	5 519	720	108	4 214	2 013	1 114	40 203

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-19 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3) = (1)-(2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	-203	87	97	149	-953	144	93	-3	153	804	389	756
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participativo, previsto para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-22	0	-22
3	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	-1	9	45	182	112	33	6	4	14	0	108	512
4	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	28	0	0	165	131	91	0	0	36	0	18	469
5	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>	-262	-44	-105	-1 723	-2 239	-708	-257	-28	-535	-458	-111	-6 471
6	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i> 6 = 1+2+3+4-5	86	140	247	2 219	1 529	976	356	29	739	1 239	627	8 186
		Variação % (4) = (3) / (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	-14%	35%	15%	3%	-8%	4%	26%	-4%	5%	110%	102%	3%
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participativo, previsto para o ano gás <i>t</i>										-54%		-54%
3	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	-5%	240%	391%	145%	63%	33%	161%	665%	31%	-6%	663%	99%
4	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	20%			23%	7%	14%			7%		20%	12%
5	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>												
6	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i> 6 = 1+2+3+4-5	5%	56%	38%	38%	11%	21%	98%	36%	21%	160%	129%	26%

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 actividades 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.

Quadro 2-20 - Parâmetros a vigorar em 2010-2013

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$r_{RAR,r}$	8,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, fixada para o período de regulação r , em percentagem	Art.º 59.º
$r_{q_{RAR,r}}$	8,0%	Taxa de actualização das quantidades previstas até final do período de previsão N , associadas à actividade, fixada para o período de regulação r , em percentagem	Art.º 59.º
$r_{AS,r}$	8,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, fixada para o período de regulação r , em percentagem	Art.º 60.º
r_{GTGS}	8,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 63.º
r_T	8,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de transporte de gás natural, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 64.º
r_D	9,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de Distribuição, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 68.º
$FCE_{D,s}^k$	a)	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k , no ano s (em milhares de euros)	Art.º 68.º
$VCE_{D,s}^k$	a)	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k , no ano s (a aplicar à energia distribuída)	Art.º 68.º
$\tilde{DCE}_{D,s}^k$	a)	Valores previstos para os indutores de custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k , do ano s	Art.º 68.º
X_{FCED}^k	a)	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k , em percentagem	Art.º 68.º
X_{VCED}^k	a)	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k , em percentagem.	Art.º 68.º
r_{CURGC}	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 actividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação, em percentagem.	Art.º 80.º
$\tilde{CE}_{C_s}^{CURk}$	b)	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s (em milhares de euros)	Art.º 84.º
X_C^{CURk}	3%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 84.º
r_{CURk}	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 actividades do	Art.º 84.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Proveitos permitidos para cada actividade

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
		comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação, em percentagem.	
$\tilde{C}_{E_{C_s}}^{CUR_k}$	b)	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, para consumidores com consumo anual >10 000 m ³ (n) de GN, previstos para o ano s (em milhares de euros)	Art.º 84.º A
$\tilde{E}_{CUR_{k,MC,s}}^{TVCF}$	1,5%	Incentivo à escolha de um comercializador de mercado	Art.º 84.º A
$\chi_C^{CUR_k}$	3%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 84.º A
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 actividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação, em percentagem.	Art.º 84.º A
n^{TOS_p}	< 15 anos	Número máximo de anos em que deverá ser repercutido o valor das Taxas de Ocupação do Subsolo liquidado pelo Município p, referente aos anos passados 2006, 2007 e 2008, respeitante a decisões transitadas em julgado da respectiva sentença, ou após consentimento expresso do concedente.	Art.º 161.º

Notas: a) Estes valores encontram-se no Quadro 2-21

b) Estes valores encontram-se no Quadro 2-22

Quadro 2-21 - Parâmetros do operador da rede de distribuição

	Termo fixo	Termos variáveis		Factor X termo fixo	Factor X termo variável
	10 ³ Eur	€/m3 equ.	€/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 297,906848	0,020612	0,025407	3,0	3,5
Portgás	3 664,888965	0,005420	0,014430	0,5	0,5
Setgás	2 297,377688	0,011600	0,012901	1,5	1,5
Dianagás	183,157632	0,076900	0,088568	1,5	2,5
Duriensegás	327,414528	0,044925	0,032740	3,0	4,0
Lusitaniagás	3 296,611862	0,003739	0,014750	0,5	0,5
Lisboagás	11 353,228258	0,016802	0,017892	1,5	1,5
Medigás	153,779472	0,052618	0,024773	0,5	1,5
Tagusgás	1 211,595840	0,009196	0,039295	3,0	3,5
Sonorgás	242,820825	0,083051	0,070621	3,0	4,0

Quadro 2-22 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista

	Termo Fixo		Termos variáveis			
	10 ³ EUR		€/Kwh		€/Clientes	
	≤ 10 000m ³	> 10 000m ³	≤ 10 000m ³	> 10 000m ³	≤ 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	225,447	24,244	0,002404	0,000283	14,644563	86,974885
Dianagás	46,822	1,199	0,005688	0,000091	29,108601	42,626271
Sonorgás	199,679	10,995	0,012273	0,000834	70,561798	103,329813
Duriensegás	119,741	11,773	0,002409	0,000413	14,760502	84,091878
Lisboagás	2164,534	217,905	0,002171	0,000563	10,887965	154,679758
Lusitaniagás	718,775	134,708	0,001881	0,000354	10,160478	163,653854
Medigás	74,883	1,021	0,003922	0,000088	15,288122	22,387735
EDP Gás	810,371	95,836	0,001522	0,000175	10,296448	65,985065
Setgás	546,128	67,648	0,002521	0,000551	9,726523	224,556270
Tagusgás	120,863	30,365	0,002980	0,000336	13,543220	139,410526

2.4 COMPENSAÇÕES ENTRE ENTIDADES REGULADAS

2.4.1 ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como referido no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2010-2011 das empresas reguladas do sector do gás natural”, no Quadro 2-23 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD e identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores. No ano gás 2010-2011, as compensações entre os ORD ascendem a 20 419 milhares de euros.

Quadro 2-23 - Compensação entre os ORD no ano gás 2010-2011

Pagadores	Recebedores					Unidade: EUR
	BEIRAGÁS	LUSITANIAGÁS	MEDIGÁS	PORTGÁS	Total	
DIANAGÁS	69 724	242 883	20 122	396 367	729 096	
DURIENSEGÁS	124 943	435 243	36 058	710 284	1 306 528	
LISBOAGÁS	907 983	3 162 976	262 038	5 161 739	9 494 735	
PAXGÁS	52 512	182 928	15 155	298 525	549 120	
SETGÁS	30 885	107 588	8 913	175 576	322 962	
SONORGÁS	339 234	1 181 730	97 901	1 928 494	3 547 358	
TAGUSGÁS	427 353	1 488 691	123 331	2 429 432	4 468 807	
TOTAL	1 952 634	6 802 039	563 519	11 100 416	0	

2.4.2 ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com o previsto no n.º 2 do Artigo 64.º do Regulamento Tarifário a REN Gasodutos deverá transferir para o operador de rede de distribuição - Lisboagás GDL - a verba de 2 608 milhares de euros relativa à transferência de fornecimento de gás natural em MP para AP. Esta compensação será

operacionalizada, transferindo 2,4216% dos proveitos permitidos da actividade de transporte do operador da rede de transporte do ano gás de 2010-2011, em função da facturação mensal da tarifa de URT.

2.4.3 COMPENSAÇÕES DOS COMERCIALIZADORES

O Quadro 2-24 apresenta os valores das transferências devidas a cada CUR pelo Operador de Rede de Transporte, que totalizam 50 705 milhares de euros, tal como especificado no documento "Proveitos permitidos do ano gás 2010-2011 das empresas reguladas do sector do gás natural".

Quadro 2-24 – Transferência do ORT para os comercializadores

Unidade: EUR

	REN UGS I	REN UGS II
CURg		32 731 911
CURgc	1 017 030	1 318 325
Lisboagás	2 263 602	3 447 159
Portgás	3 443 455	5 243 915
Sonorgás	491 250	748 108
Total	7 215 337	43 489 418

Estes valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da facturação de acordo com as percentagens que se apresentam no quadro seguinte.

Quadro 2-25 - Transferências mensais em percentagem

	REN UGS I	REN UGS II
CURg	0,000%	75,2641%
CURgc	4,966%	3,0314%
Lisboagás	11,054%	7,9264%
Portgás	16,815%	12,0579%
Sonorgás	2,399%	1,7202%
Total	35,234%	100,000%

2.4.3.1 TRANSFERÊNCIAS ENTRE COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O Quadro 2-26 apresenta as compensações entre os CUR retalhistas.

Quadro 2-26 – Compensação entre os CUR retalhistas no ano gás 2010-2011

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	LISBOAGÁS	LUSITANIAGÁS	PAXGÁS	SETGÁS	TAGUSGÁS	Total
Beiragás	1 056 996	0	0	0	0	1 056 996
Dianagás	464 436	0	0	0	0	464 436
Duriensegás	82 939	114 354	65 820	20 770	76 775	360 658
Medigás	0	0	0	539 531	0	539 531
Total	1 604 370	114 354	65 820	560 301	76 775	0

3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2010-2011

O desenvolvimento entretanto verificado no mercado do gás natural justifica a recente aprovação pelo Governo da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural para consumos anuais superiores a 10 000 m³(n). Considerando que o mercado de gás natural na Península Ibérica se encontra numa situação longa (com excesso de oferta) a extinção das tarifas reguladas para fornecimentos superiores a 10 000 m³(n) contribuirá decisivamente para a dinamização do mercado, resultando em benefício para todos os consumidores de gás natural. Esta extinção verificar-se-á a partir de 1 de Julho de 2010, ficando as tarifas submetidas ao regime de preços livres.

De acordo com o Decreto-Lei relativo à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural para consumos anuais superiores a 10 000 m³(n), é estabelecido um período transitório que permite aos consumidores abrangidos celebrar novos contratos com os comercializadores em regime livre. Neste contexto, os clientes finais de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m³(n) que, após 1 de Julho de 2010, ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, podem continuar transitoriamente a ser fornecidos pelo seu comercializador de último recurso até 31 de Março de 2011. Nesta situação é aplicada uma tarifa de venda transitória, estabelecida pela ERSE. Esta tarifa de venda transitória é agravada trimestralmente, através de uma percentagem, a determinar pela ERSE.

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2010-2011, enquadradas pelos Decretos-Lei n.º 30/2006 e 140/2006 e pelo Regulamento Tarifário da ERSE com as disposições entretanto estabelecidas pelo Decreto-Lei recentemente aprovado em Conselho de Ministros, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, 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 Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³(n).
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³(n).
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³(n).

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013*

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

As tarifas transitórias de gás natural a vigorar no ano gás 2010-2011 são as seguintes:

- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³(n).
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³(n).
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³(n).

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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
<i>Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito</i>	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 parcelas: recepção de GNL, armazenamento de GNL e regaseificação de GNL Difere consoante se trata de entregas à RNTGN ou a camiões cisterna Inclui uma opção tarifária de curtas durações
<i>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</i>	UAS	Operadores de armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
<i>Tarifas de Uso Global do Sistema</i>	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 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		
<i>Tarifas de Uso da Rede de Transporte</i>	URT_{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP	Uso da rede de transporte	Tipo entrada-saída com preços diferenciados de entrada e saída Inclui uma opção tarifária de curtas utilizações para entregas a clientes de alta pressão e uma opção tarifária de curtas durações para entregas internacionais Para os clientes dos comercializadores de último
	URT_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
					recurso retalhistas está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
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 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>	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas 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<	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifa de Comercialização para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n)		Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Serviços de contratação, facturação e cobrança	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n)
Tarifa de Energia para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n)	TE	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n)

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
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 de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n)
Tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n)	TVCF	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Existem diversas opções tarifárias definidas na Secção IV do Capítulo III do Regulamento Tarifário

3.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) baseia-se em três parcelas, as quais se referem aos serviços de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os preços destas três parcelas eram calculados de forma a proporcionar um conjunto de receitas com estrutura idêntica à dos proveitos permitidos das funções de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL.

Com a revisão do Regulamento Tarifário que ocorreu em Fevereiro de 2010, os preços são calculados tendo em conta os proveitos permitidos da actividade (agregado das três funções do terminal). Ainda de acordo com a referida revisão tarifária, os preços dos serviços da tarifa de Uso do Terminal de GNL passaram a ser determinados com base na estrutura dos custos incrementais, aplicando-se factores de escala diferenciados para cada preço.

Para efeitos de determinação dos referidos preços foram considerados os custos incrementais determinados no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”. Neste primeiro ano gás de aplicação de factores de escala diferenciados o preço do termo fixo aplicado ao carregamento de camiões cisterna de GNL não foi escalado. O preço de energia do serviço de armazenamento de GNL foi calculado de forma a que o mesmo fosse igual ao preço do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extração, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo, o que implicou a aplicação de um factor de escala de 1,1 ao custo incremental. Os preços de capacidade e energia do serviço de regaseificação de GNL e o preço de energia do serviço de recepção de GNL foram calculados através da aplicação de um factor de escala de 2,1 aos custos incrementais, por forma a se obterem os proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

A forma de determinação dos preços destas três parcelas encontra-se estabelecida no Artigo 105.º do Regulamento Tarifário.

Adicionalmente e no sentido de se aumentar a flexibilidade tarifária do terminal, viabilizando-se a sua utilização por perfis de curta duração, aprovou-se no Regulamento Tarifário uma opção de curtas durações em que o termo de regaseificação é substituído por um termo proporcional à energia processada. A estrutura desta nova opção tarifária é assim totalmente variabilizada.

Os preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL podem ser aplicados de forma separada para cada serviço prestado.

3.1.1 PREÇOS DA PARCELA DE RECEPÇÃO DE GNL

O preço de energia da parcela de recepção de GNL é aplicado à energia recebida no terminal de GNL sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo, referida à emissão. No Quadro 3-2 apresenta-se o preço de energia da parcela de recepção de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração, que são idênticos.

Quadro 3-2 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração

PARCELA DE RECEPÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00016535

3.1.2 PREÇOS DA PARCELA DE ARMAZENAMENTO DE GNL

O preço de energia armazenada da parcela de armazenamento de GNL é aplicado à energia diária armazenada. No Quadro 3-3 apresenta-se o preço de energia diária armazenada da tarifa anual e da tarifa de curta duração, que são idênticos.

Quadro 3-3 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00003068

3.1.3 PREÇOS DA PARCELA DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O preço de capacidade utilizada de regaseificação e de energia é aplicado ao maior valor da quantidade diária de gás natural, nomeada no ponto de entrega à rede de transporte, durante um intervalo de 12 meses, incluindo o mês a que respeita a factura. Nos Quadros 3-4 e 3-5 apresentam-se os preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração. Na opção de curtas durações foi eliminado o termo de capacidade utilizada, sendo substituído por um termo proporcional à energia processada, resultando assim um preço de energia regaseificada superior ao da opção tarifária base

Quadro 3-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,006453
Energia (EUR/kWh)	0,00015292
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)	127,43

Quadro 3-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração

PARCELA REGASEIFICAÇÃO - CURTA DURAÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00153580

3.1.4 SÍNTESE DOS PREÇOS DA TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

No Quadro 3-6 sintetizam-se os preços da tarifa anual de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 3-6 - Preços da tarifa anual de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Tarifas	Preços da tarifa de UTRAR			
	Preço de capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	Preço de energia armazenada (EUR/kWh/dia)	Preço de energia (EUR/kWh)	Preço do termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)
Termo de recepção	-	-	0,00016535	-
Termo de Armazenamento	-	0,00003068	-	-
Termo de Regaseificação (inclui termo de carregamento de GNL)	0,006453	-	0,00015292	-
	-	-	-	127,43

No Quadro 3-7 sintetizam-se os preços da tarifa de curta duração de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 3-7 - Preços da tarifa de curta duração de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Tarifas	Preços da tarifa de UTRAR - Curta Duração			
	Preço de capacidade utilizada Curta Duração EUR/(kWh/dia)/mês	Preço de energia armazenada Curta Duração (EUR/kWh/dia)	Preço de energia Curta Duração (EUR/kWh)	Preço do termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)
Termo de recepção	-	-	0,00016535	-
Termo de Armazenamento	-	0,00003068	-	-
Termo de Regaseificação	-	-	0,00153580	-

3.1.5 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O artigo 97.º do Regulamento Tarifário da ERSE, aplicado ao Sector do Gás Natural, prevê um Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito com o objectivo 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 actuar no mercado de gás natural.

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

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

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

Segundo o Despacho da ERSE n.º 5/2010, de 8 de Junho, 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 Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em vigor no ano gás 2010-2011, ao stock médio do armazenamento no terminal de GNL de Sines, verificado em 2009, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2010-2011.

Aplicando a fórmula descrita o preço de trocas reguladas de GNL a vigorar durante o ano gás 2010-2011, provisoriamente, é o apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL, previsto no Despacho ERSE
n.º 5/2010**

Preço das trocas reguladas de GNL para o ano gás 2010-2011	Energia (€/kWh)
Energia entregue	0,00031695

3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, a aplicar aos respectivos utilizadores, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade 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 injectada, de energia extraída e por preço diário de energia armazenada que pode apresentar diferenciação por período tarifário.

No presente ano gás não se consideram períodos tarifários distintos.

Para efeitos de determinação das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram considerados os custos nivelados de energia extraída, energia injectada e energia armazenada apresentados no documento “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011”.

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, são referidos à fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede a que está ligado e são os que se apresentam no Quadro 3-9.

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

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS
Energia injectada (EUR/kWh)	0,00020619
Energia extraída (EUR/kWh)	0,00020619
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00002899

3.3 TARIFAS POR ACTIVIDADE 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 actividade de Gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

Com a revisão do Regulamento Tarifário que ocorreu em Fevereiro de 2010, estabeleceu-se uma nova parcela da tarifa de UGS, designada por parcela II, que visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS e que não se aplica aos fornecimentos às centrais de produção de energia eléctrica em regime ordinário.

O preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-10.

Quadro 3-10 - 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)	0,00033023

O preço de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-11.

Quadro 3-11 - Preço de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00124981

O preço de energia da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 - Preço 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)	0,00033023
Restantes entregas	
Energia (EUR/kWh)	0,00158004

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 actividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

Com a revisão do Regulamento Tarifário que ocorreu em Fevereiro de 2010, a tarifa de Uso da Rede de Transporte passou a ter preços de Entrada e Saída, que poderão ser diferenciados, em substituição da anterior tarifa “selo postal” aplicável exclusivamente às saídas. Como pontos de entrada considerou-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo (Carricho). Como pontos de saída considerou-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).

Apesar da metodologia proposta prever desde já a utilização de preços diferenciados, considerou-se ser de introduzir numa fase inicial, preços de entrada e saída sem diferenciação entre os pontos de entrada e entre os pontos de saída, à semelhança do praticado em Espanha. Como excepção tem-se o armazenamento subterrâneo, enquanto ponto de entrada, no qual se aplica um preço mais reduzido, e o terminal de GNL, enquanto ponto de saída, no qual se aplica um preço nulo. Adicionalmente importa acrescentar que, quer nas entregas a clientes em AP, quer às redes de distribuição, não devem ser adoptados preços diferenciados tendo em consideração a necessidade de se assegurar uniformidade tarifária em todo o território nacional.

Tanto para os pontos de entrada, como para os pontos de saída, considerou-se a existência de preços de capacidade utilizada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses, para a tarifa base. Os preços de energia em períodos de fora de vazio e de vazio são aplicados apenas à saída da rede, para clientes em AP e para os operadores de rede de distribuição.

Excluem-se do âmbito de aplicação desta tarifa as entregas associadas a acordos internacionais de cedência de capacidade na Rede de Transporte anteriores ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

Os preços de capacidade, energia de fora de vazio e energia de vazio, são determinados de forma a manter-se a estrutura dos respectivos custos incrementais. Aplica-se um factor de escalamento multiplicativo a esses custos incrementais por forma a que o produto dos preços pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos, sendo esse factor de escalamento 1,13 para os pontos de saída, para o ano gás 2010-2011. Os custos incrementais para os pontos de entrada não foram escalados. Esta opção metodológica permite assegurar uma aplicação gradual do novo modelo tarifário de entrada-saída.

No documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2010-2011” apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

O Quadro 3-13 apresenta os preços da tarifa de Uso da rede de Transporte, para os quatro pontos de entrada da rede de transporte.

Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de entrada

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 (Cariço)	PREÇOS
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,000241

O Quadro 3-14 apresenta os preços da tarifa de Uso da rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

Quadro 3-14 - 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)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,009520
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00022493
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,009520
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00022493
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,018377
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00022493
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Redes de Distribuição	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,018377
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00022493
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,018377
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00022493
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, de forma a viabilizar o acesso à rede de transporte de agentes de mercado que apresentam utilizações da rede concentrados 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 para entrega a clientes de alta pressão e (ii) opção tarifária de curtas durações para entregas internacionais. O termo de capacidade utilizada na opção tarifária de curtas durações, que existia no ano gás anterior, foi eliminado, tendo sido substituído por um termo proporcional à energia transportada, resultando assim preços de energia superiores aos da opção tarifária base.

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

Quadro 3-15 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de entrada)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00257415
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00257415
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00257415
Armazenamento Subterrâneo (Carricho)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00007222

O Quadro 3-16 apresenta os preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

Quadro 3-16 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de saída

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de saída)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00308086
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00308086
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000

O Quadro 3-17 apresenta os preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da rede de Transporte, para entregas a clientes em AP.

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES (por ponto de saída)	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,003675
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00310399
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495

3.4 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**3.4.1 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 actividade de Gestão Técnica Global do Sistema imputáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição.

Conforme decorre do Artigo 110º 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 factores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás natural às suas entregas, apresentam-se no Quadro 3-18.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFAS DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR PELOS ORDs				
Tarifas	Leitura	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS_{ORD}				0,00157509
MP	Diária			0,00157619
	Diária Curtas Utilizações			0,00157619
	Mensal		10.000 - 100.000	0,00157619
			≥ 100.001	0,00157619
BP>	Diária			0,00158155
	Mensal		10.000 - 100.000	0,00158155
			≥ 100.001	0,00158155
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00158155
		Escalão 2	221 - 500	0,00158155
		Escalão 3	501 - 1.000	0,00158155
		Escalão 4	1.001 - 10.000	0,00158155

3.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas 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 por forma a 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 108º 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 factores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Com a revisão regulamentar de Fevereiro de 2010, a tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores de rede de distribuição passou a ter apenas um único preço de energia, sem diferenciação por período horário.

Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR PELOS ORDs				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
URT _{ORD}				0,00169718
MP	Diária			0,00169837
	Diária Curtas Utilizações			0,00169837
	Mensal		10.000 - 100.000	0,00169837
			≥ 100.001	0,00169837
BP>	Diária			0,00170415
	Mensal		10.000 - 100.000	0,00170415
			≥ 100.001	0,00170415
	BP<	Outra	Escalão 1	
Escalão 2				0,00170415
Escalão 3				0,00170415
Escalão 4				0,00170415

3.4.3 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 actividade 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 111º 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 factores 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 respectivos custos incrementais, por aplicação de um factor de escala multiplicativo aos custos incrementais, apresentados no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”.

Com base nos proveitos permitidos para a actividade de Uso da Rede de Distribuição, determinou-se o factor de escala a aplicar a esses custos incrementais de 2,1.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

3.4.3.1 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 seguinte:

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP

TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)				
URD _{MP}				333,00	333,00	0,00060681	0,00001447	0,044936
MP	Diária			333,00		0,00060681	0,00001447	0,044936
	Mensal		10.000 - 100.000		374,76	0,00779652	0,00720419	
			≥ 100.001		464,55	0,00348269	0,00289036	
BP>	Diária					0,00303879	0,00001452	
	Mensal		10.000 - 100.000			0,00303879	0,00001452	
			≥ 100.001			0,00303879	0,00001452	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220			0,00292646		
		Escalão 2	221 - 500			0,00292646		
		Escalão 3	501 - 1.000			0,00292646		
		Escalão 4	1.001 - 10.000			0,00292646		

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, de forma a viabilizar o acesso dos clientes de curtas utilizações (clientes que apresentam um consumo concentrado no tempo) às redes de gás natural, criou-se uma opção tarifária de curtas utilizações para a tarifa de uso da Rede de Distribuição em Média Pressão. Os preços dessa tarifa são apresentados no Quadro 3-21.

Quadro 3-21 - Preços da tarifa de curtas utilizações de URD em MP

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP - Curtas Utilizações								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	
			Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
			Diária	Mensal				
				(EUR/mês)				
MP	Diária	Curtas utilizações	333,00		0,00600739	0,00001447	0,008987	

3.4.3.2 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> apresentam-se no quadro seguinte:

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

Quadro 3-22 - Preços da tarifa de URD em BP >

TARIFAS 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)				
URD _{BP>}				110,51	110,51	0,00443761	0,00008257	0,047639
BP>	Diária		10.000 - 100.000	110,51		0,00443761	0,00008257	0,047639
					154,78	0,01205991	0,00770487	
	Mensal		≥ 100.001		344,52	0,00710542	0,00275038	

3.4.3.3 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< apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de URD em BP <

TARIFAS 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)
						Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
				(EUR/mês)				
URD _{BP<}				0,22		0,00741316	0,00008257	0,047639
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,22		0,03047445		
		Escalão 2	221 - 500	0,79		0,02748406		
		Escalão 3	501 - 1.000	2,24		0,02404388		
		Escalão 4	1.001 - 10.000	2,82		0,02339625		

3.5 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 m³(N)

3.5.1 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos aos seus clientes, deve proporcionar os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas, recuperando os custos associados.

A tarifa de Energia a aplicar aos consumidores dos comercializadores de último recurso retalhistas (com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³(n)) reflecte o custo médio de aprovisionamento previsto no âmbito dos contratos do comercializador do SNGN, assim como o custo com a utilização das infra-estruturas de AP, a saber: uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo e uso da rede

de transporte nos pontos de entrada. Adicionalmente a tarifa reflecte o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural, que decorre do Decreto-Lei n.º 140/2006.

Os preços da tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso retalhista para o ano gás 2010-2011, apresenta-se no quadro seguinte. A tarifa de Energia aplicável aos consumidores de Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) (BP<) é anual.

Quadro 3-24 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n)

TARIFA DE ENERGIA		PREÇOS
Baixa Pressão < 10 000 m ³ (EUR/kWh)		0,02371706
BP<	Escalão 1	0,02371706
	Escalão 2	0,02371706
	Escalão 3	0,02371706
	Escalão 4	0,02371706

3.5.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista aos fornecimentos de gás natural aos seus clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³(n), devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso retalhista, recuperando os custos associados.

Com a revisão do Regulamento Tarifário que ocorreu em Fevereiro de 2010, as tarifas de Comercialização passaram a ser binómias, com um termo tarifário fixo, definido em euros por mês, e um termo variável dependente do gás natural consumido.

Os preços da tarifa de Comercialização são calculados por forma a que o seu produto pelo número de clientes e energia fornecida dos comercializadores de último recurso proporcione o montante de proveitos permitidos.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização de último recurso retalhista em BP< (consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) por ano).

**Quadro 3-25 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a
10 000 m³(n) por ano**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	2,17
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00053411

3.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL INFERIOR OU IGUAL A 10 000 m³(n)

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³(n), a vigorarem no ano gás 2010-2011.

O princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes dos comercializadores de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando em cada nível de pressão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade apresentadas nos quadros anteriores.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais é implementada de forma gradual para os clientes de BP \leq 10 000 m³(n) ano, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida no Regulamento Tarifário através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no Artigo 116.º, o qual estabelece a convergência gradual para os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, através de um mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário. Com a revisão do Regulamento Tarifário que ocorreu em Fevereiro de 2010, o mecanismo de convergência para as tarifas nacionais (aditivas) deixou de actuar separadamente por CUR, passando a ser nacional. Com vista a acelerar o processo da convergência tarifária, permite-se ainda que, sempre que os preços das tarifas de determinados CUR sejam próximos, se considere um preço único para as regiões em questão, mesmo que esse não seja o preço aditivo. A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais com base em tarifas aditivas e o processo de convergência para as mesmas são descritos no documento “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011”.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

Para além da publicação do preço do termo tarifário fixo em euros por mês, a ERSE publica o referido termo fixo mensal em euros por dia, de modo a permitir a facturação, de acordo com o Artigo 203.º do Regulamento de Relações Comercial.

As tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas a vigorarem no ano gás 2010-2011 apresentam-se nos quadros seguintes.

BEIRAGÁS

Quadro 3-26 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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	2,25	0,0661	0,0738	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0600	0,1129	
Escalão 3	501 - 1.000	5,18	0,0482	0,1702	
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60	0,0482	0,1840	

DIANAGÁS

Quadro 3-27 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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	2,58	0,0616	0,0849	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0572	0,1129	
Escalão 3	501 - 1.000	5,18	0,0531	0,1702	
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60	0,0522	0,1840	

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

DURIENSEGÁS

Quadro 3-28 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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)
Escalão 1	0 - 220	2,58		0,0616	0,0849
Escalão 2	221 - 500	3,43		0,0572	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18		0,0531	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60		0,0522	0,1840

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 3-29 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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)
Escalão 1	0 - 220	1,86		0,0646	0,0611
Escalão 2	221 - 500	3,43		0,0572	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18		0,0531	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60		0,0444	0,1840

LISBOAGÁS

Quadro 3-30 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da LisboaGás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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)
Escalão 1	0 - 220	1,73		0,0636	0,0569
Escalão 2	221 - 500	3,43		0,0591	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18		0,0498	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60		0,0498	0,1840

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

LUSITANIAGÁS

Quadro 3-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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)	
Escalão 1	0 - 220	1,73	0,0628	0,0569
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0591	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18	0,0520	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60	0,0508	0,1840

MEDIGÁS

Quadro 3-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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	2,58	0,0616	0,0849
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0572	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18	0,0531	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60	0,0522	0,1840

PAXGÁS

Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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	2,58	0,0616	0,0849
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0572	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18	0,0531	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60	0,0522	0,1840

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2010-2011

SETGÁS

Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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 (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	1,73	0,0632	0,0569
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0598	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18	0,0493	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60	0,0493	0,1840

SONORGÁS

Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Sonorgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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 (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,58	0,0616	0,0849
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0572	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18	0,0531	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60	0,0522	0,1840

TAGUSGÁS

Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS 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 (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,19	0,0649	0,0721
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0598	0,1129
Escalão 3	501 - 1.000	5,18	0,0493	0,1702
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,60	0,0493	0,1840

3.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem no ano gás 2010-2011.

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 em alta pressão.

Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de electricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Vazio	Vazio		
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Diária	0,000555	0,000345	0,018377	0,00060418
Curtas utilizações	0,003434	0,000345	0,003675	0,00012084

Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP e operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO A OUTROS CLIENTES AP E ORDs				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Vazio	Vazio		
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Diária	0,001805	0,001595	0,018377	0,00060418
Curtas utilizações	0,004684	0,001595	0,003675	0,00012084

Para além das tarifas de acesso às redes a aplicar aos clientes e apresentadas nos quadros anteriores, os agentes de mercado pagam também as tarifas de uso da rede de transporte, aplicadas nos vários pontos de entrada e saída da rede de transporte, apresentadas nos quadros seguintes.

Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte (por ponto de entrada) a vigorarem no ano gás 2010-2011

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

Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte de Curtas Durações (por ponto de entrada) a vigorarem no ano gás 2010-2011

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de entrada)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00257415
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00257415
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00257415
Armazenamento Subterrâneo (Carriço)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00007222

Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte (por ponto de saída, excluindo as entregas a clientes em Alta Pressão e às interligações com as redes de distribuição) a vigorarem no ano gás 2010-2011

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,009520
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00022493
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,009520
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00022493
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000

Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte de Curtas Durações (por ponto de saída, excluindo as entregas a clientes em Alta Pressão e às interligações com as redes de distribuição) a vigorarem no ano gás 2010-2011

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de saída)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00308086
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00308086
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001495
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000

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 em média e baixa pressão.

Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		333,00	0,003881	0,003289	0,044936	10,9479	0,00147734
Curtas utilizações		333,00	0,009282	0,003289	0,008987	10,9479	0,00029547
Mensal	10.000 - 100.000	374,76	0,011071	0,010479		12,3209	
	≥ 100.001	464,55	0,006757	0,006165		15,2727	

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³(n) por ano a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		110,51	0,010762	0,003383	0,047639	3,6333	0,00156623
Mensal	10.000 - 100.000	154,78	0,018384	0,011005		5,0888	
	≥ 100.001	344,52	0,013430	0,006051		11,3268	

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) por ano a vigorarem no ano gás 2010-2011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO					
Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Termo tarifário fixo (€/dia)
			(€/kWh)		
Escala 1	0 - 220	0,22			0,0073
Escala 2	221 - 500	0,79			0,0259
Escala 3	501 - 1.000	2,24			0,0738
Escala 4	1.001 - 10.000	2,82			0,0927

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 recepção de GNL a partir de transporte por rodovia são considerados um ponto de entrega da rede de transporte, facturando-se o acesso (tarifa de Uso da Rede de Transporte e tarifa de Uso Global do Sistema) através de uma regra de facturação 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 a pagar pelos operadores das redes de distribuição.

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2010-2011

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,003012
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,001432
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,001580

3.8 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2010-2011

Como referido, o diploma que extingue as tarifas de venda a clientes finais com consumo anual de GNL acima de 10 000 m³(n), aprovado em Abril de 2010 pelo Conselho de Ministros, prevê um regime transitório até 31 de Março da 2011. Durante este período transitório, 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 actualizada trimestralmente. Esta tarifa é calculada de forma aditiva, somando às tarifas de acesso às redes, o custo médio de energia no âmbito dos contratos de aprovisionamento do comercializador do SNGN e o custo de comercialização regulada.

3.8.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS POR ACTIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

3.8.1.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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 reflecte o custo previsto para o aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2010-2011, bem como o custo com a utilização das infra-estruturas da RNTIAT (terminal de recepção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte).

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa transitória de Energia, para o primeiro trimestre do ano gás 2010-2011 (terceiro trimestre de 2010), da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de aprovisionamento de energia.

Quadro 3-47 - Tarifa transitória de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Comercializadores de último recurso retalhistas (EUR/kWh)	0,02362016

3.8.1.2 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista aos seus fornecimentos a grandes clientes, deve proporcionar os proveitos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, recuperando os custos que lhe estão associados.

A tarifa transitória de Energia aplicável a grandes clientes coincide, em 2010-2011, com a tarifa de Energia aplicável aos comercializadores de último recurso retalhistas dado que o aprovisionamento do comercializador de último recurso grossista é efectuado através do comercializador do SNGN.

Os preços da tarifa transitória de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, para o primeiro trimestre do ano gás 2010-2011 (terceiro trimestre de 2010), apresentados no quadro seguinte, são os que resultam da conversão dos preços calculados segundo n.º 2 do Artigo 100.º do Regulamento Tarifário, para os vários níveis de pressão, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 3-48 - Tarifa transitória de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Alta Pressão (EUR/kWh)	0,02362016
Média Pressão (EUR/kWh)	0,02363669

Ao abrigo dos Artigos 20.º e 24.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 1 milhão de m³(n) podem optar pelas tarifas de Média Pressão. Como tal, aos grandes clientes do comercializador de último recurso grossista apenas se aplicam tarifas em Média e Alta Pressão.

3.8.1.3 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista aos fornecimentos de gás natural a grandes clientes, deve proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, recuperando os custos que lhe estão associados.

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa transitória de Comercialização de último recurso a grandes clientes.

Quadro 3-49 - Tarifa transitória de Comercialização da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	500,00
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00058455

3.8.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS POR ACTIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³(N)

3.8.2.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³(N)

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos aos seus clientes, deve proporcionar os proveitos da função de Compra e Venda de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas, recuperando os custos que lhe estão associados.

Quadro 3-50 - Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³(n)

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,02363669
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,02371706

3.8.2.2 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³(N)

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos de gás natural aos seus clientes com consumo anual superior a 10 000 m³(n), devem proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização de último recurso retalhista, recuperando os custos que lhe estão associados.

Os preços da tarifa de Comercialização são calculados por forma a que o seu produto pelo número de clientes dos comercializadores de último recurso envolvidos proporcione o montante dos proveitos.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa transitória de Comercialização de último recurso retalhista para clientes com consumos superiores a 10 000 m³(n) por ano.

Quadro 3-51 - Tarifa transitória de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m³(n) por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	3,31
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00081443

3.8.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 m³(n)

Na presente secção 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(n) a vigorarem até 31 de Março de 2011.

De acordo com o Decreto-Lei que extingue as tarifas de venda a clientes finais com consumo anual de GNL acima de 10 000 m³(n), as tarifas transitórias são calculadas por soma das tarifas por actividade apresentadas nos quadros anteriores, a saber: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Energia e Comercialização.

Note-se que ao abrigo dos Artigos 20.º e 24.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 1 milhão de m³(n) podem optar pelas tarifas de Média Pressão.

Para além da publicação do termo tarifário fixo em euros por mês, a ERSE publica o referido termo fixo mensal em euros por dia, de modo a permitir a facturação, de acordo com o Artigo 203.º do Regulamento de Relações Comerciais.

3.8.3.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem até 31 de Março de 2011 apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-52 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem até 31 de Março de 2011

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM ALTA PRESSÃO					TRANSGÁS	
Opção tarifária	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)
Diária	500,00	0,026010	0,025800	0,018377	16,4384	0,00060418
Curtas utilizações	500,00	0,028889	0,025800	0,003675	16,4384	0,00012084

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO > 2.000.000 m ³ ANO					TRANSGÁS	
Opção tarifária	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)
Diária	833,00	0,028103	0,027510	0,044936	27,3863	0,00147734
Curtas utilizações	833,00	0,033503	0,027510	0,008987	27,3863	0,00029547

3.8.3.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 m³(N)

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³(n), a vigorarem até 31 de Março de 2011 apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-53 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³(n) a vigorarem até 31 de Março de 2011

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					Comercializador de último recurso retalhista		
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)
Diária		336,31	0,028333	0,027740	0,044936	11,0567	0,00147734
Curtas utilizações		336,31	0,033733	0,027740	0,008987	11,0567	0,00029547
Mensal	10.000 - 100.000	378,07	0,035522	0,034930		12,4297	
	100.001 - 2.000.000	467,85	0,031208	0,030616		15,3815	

TARIFAS 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	Energia		Capacidade Utilizada	Termo tarifário fixo	Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio			
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Diária		113,82	0,035294	0,027914	0,047639	3,7421	0,00156623
Mensal	10.000 - 100.000	158,09	0,042916	0,035537		5,1976	
	100.001 - 1.000.000	347,83	0,037961	0,030582		11,4356	

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2010-2011

4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os Artigos 53.º, 93.º, 161.º e 222.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabelecem, respectivamente, 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, consoante o caso.

O n.º 3 do Artigo 104.º do RRC prevê igualmente a fixação anual pela ERSE dos valores de referência a considerar no cálculo dos custos a aceitar para efeitos tarifários no eventual estabelecimento das instalações de utilização dos clientes e na adaptação de aparelhos de queima existentes nas instalações à data da integração na rede de gás natural de pólos de consumo em que as instalações se inserem.

4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Os operadores das redes de distribuição do grupo Galp e a Portgás apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, encargos com a rede a construir e leitura extraordinária.

Os comercializadores de último recurso retalhistas do grupo Galp e a EDP Gás Serviço Universal apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para a quantia mínima a cobrar em caso de mora.

A REN Gasodutos, a Sonorgás e a Tagusgás não apresentaram propostas para os preços dos serviços regulados.

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

A fundamentação dos preços propostos foi efectuada com base na informação relativa à prestação destes serviços pelos seguintes operadores das redes: LisboaGás Distribuição, Setgás Distribuição, Beiragás Distribuição, Lusitaniagás Distribuição, Duriense Gás Distribuição e Portgás.

A proposta de preços apresentada é baseada nos valores médios praticados pelos prestadores de serviços contratados pela Portgás e pelas empresas do Grupo Galp anteriormente referidas.

Pela primeira vez, os operadores das redes de distribuição propuseram preços individualizados para os serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural. Até à data, o preço aprovado pela ERSE correspondia à prestação conjunta dos dois serviços, verificando-se a cobrança do preço com o restabelecimento. Nos casos de interrupções sem restabelecimento, esta prática tinha como consequência que os serviços prestados não eram cobrados directamente aos clientes, constituindo um custo do sistema.

Na individualização dos preços de interrupção e de restabelecimento, os operadores das redes propõem que os valores relativos a cada um dos serviços correspondam, respectivamente, a 40% e a 60% do custo correspondente à prestação conjunta dos dois serviços.

Os custos dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento que estiveram na base da proposta apresentada à ERSE são os que constam do Quadro 4-1. Os preços propostos pelos operadores das redes incluem um valor de 20% para custos administrativos.

Quadro 4-1 - Custos e valores propostos para os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural

Unidades: EUR

Empresa	Interrupção do fornecimento	Restabelecimento do fornecimento	Restabelecimento urgente do fornecimento	Restabelecimento de fornecimento nocturno e Sábados	Restabelecimento urgente do fornecimento ao Sábado e horário nocturno
Setgás Distribuição	14,31	16,65	26,65	33,30	43,30
Lisboagás Distribuição	13,41	26,38	37,10	31,12	41,84
Beiragás Distribuição	17,25	20,07	29,30	30,92	40,15
Lusitaniagás Distribuição	15,90	18,50	28,50	37,00	47,00
Duriensegás	15,50	18,03	-	-	-
Portgás	17,00	17,00	-	25,00	-

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

Preços dos serviços regulados a vigorarem em 2010-2011

Empresa	Interrupção do fornecimento	Restabelecimento do fornecimento	Restabelecimento urgente do fornecimento	Restabelecimento de fornecimento nocturno e Sábados	Restabelecimento urgente do fornecimento ao Sábado e horário nocturno
Valor médio dos custos	15,56	19,44	30,39	31,47	43,07
Valor médio dos custos (acrescido de 20 % para encargos administrativos)	18,67	23,33	36,47	37,76	51,69
Valor proposto pelas empresas	16,68	25,01	34,42	29,73	39,13

Nota: Horário laboral – 9 às 18h; Horário nocturno – 18 às 22h; Sábado – 9 às 17h

A Duriensegás e a Portgás não apresentaram custos para alguns dos serviços.

Os custos indicados pelas diferentes empresas revelam variações significativas, apresentando-se no Quadro 4-2 as variações correspondentes às diferentes empresas, tendo por referência os valores mais baixos (100%) de cada um dos serviços.

Quadro 4-2 - Variação percentual de preços face à proposta do valor mais baixo

Unidades:EUR

	Interrupção do fornecimento	Restabelecimento do fornecimento	Restabelecimento urgente do fornecimento	Restabelecimento de fornecimento nocturno e Sábados	Restabelecimento urgente do fornecimento ao Sábado e horário nocturno
Setgás Distribuição	107	100	100	133	108
Lisboagás Distribuição	100	158	139	124	104
Beiragás Distribuição	129	121	110	124	100
Lusitaniagás Distribuição	119	111	107	148	117
Duriensegás	116	108	-	-	-
Portgás	127	102	-	100	-

4.2.2 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

Os encargos com a rede a construir em vigor até 30 de Junho de 2010 são os seguintes:

- a) Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (10 m) – 30,90 €/m.
- b) Rede a construir - 49,5 €/m.

Os operadores das redes de distribuição do Grupo Galp e a Portgás propõem que os valores em vigor se mantenham até à aprovação da sub-regulamentação decorrente das alterações recentemente introduzidas no RRC.

4.2.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

As empresas referem que a realização de leituras extraordinárias no sector do gás natural é pouco frequente pelo facto das leituras efectuadas pelos operadores das redes serem realizadas com elevadas taxas de sucesso.

Os custos de realização de leituras extraordinárias acordados com os prestadores de serviços que estiveram na base da proposta apresentada à ERSE constam do Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Custos de prestação do serviço do preço de leitura extraordinária

					Unidades:EUR
Setgás Distribuição	Lisboagás Distribuição	Beiragás Distribuição	Lusitaniagás Distribuição	Duriensegás	Portgás
2,50	14,63	2,71	2,50	2,44	10,40

Considerando que os custos com a prestação deste serviço não sofreram alterações significativas, e que a sua utilização, que se aplica fundamentalmente à Lisboagás, é muito baixa, as empresas propõem a manutenção do preço actualmente em vigor para a prestação deste serviço – 9,14 euros, a que acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.4 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os comercializadores de último recurso retalhistas propõem a manutenção no próximo ano gás dos valores actualmente praticados para a quantia a cobrar em caso de mora no pagamento das facturas, ou seja:

- 1,25 euros para atrasos até 8 dias.

-
- 1,85 euros para atrasos superiores a 8 dias.

4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2010-2011

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

No âmbito do processo de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do Gás Natural (RQS GN) recentemente concluído, um dos temas submetidos a discussão pública foi o horário da prestação do serviço de restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente. O RQS GN entretanto aprovado veio estabelecer as seguintes regras (Artigo 45.º) sobre esta matéria:

- O operador da rede de distribuição está obrigado a disponibilizar este serviço, incluindo a modalidade de restabelecimento urgente, nos dias úteis, entre as 08h00 e as 20h00.
- A contagem dos prazos estabelecidos para o restabelecimento do fornecimento (incluindo o serviço urgente) suspende-se fora do período referido.
- As empresas podem estabelecer regimes mais favoráveis de prestação deste serviço aos clientes do que o estabelecido no RQS GN.

Relembra-se ainda que, no caso de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³(n), a interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente não pode ter lugar no último dia útil da semana ou na véspera de um feriado, conforme estabelecido no Artigo 223.º do RRC.

Tendo em conta o exposto, a ERSE considera que só deve estabelecer preços regulados para os horários obrigatórios constantes no RQS GN.

O Artigo 7.º do RRC prevê que os operadores das redes de distribuição possam oferecer serviços opcionais aos clientes. As propostas apresentadas pelas empresas do Grupo Galp e pela Portgás incluem horários de disponibilização do serviço de restabelecimento que excedem o previsto como obrigatório no RQS GN. Assim, a ERSE entende estas modalidades como serviços opcionais, lembrando que devem ser cumpridas as obrigações previstas no RRC e no RT, designadamente em termos de registo de informação associada à prestação destes serviços.

A proposta de preços para a prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento, apresentada pelos operadores das redes de distribuição, revela a existência de diferenças significativas nos custos de prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.

Nos quadros seguintes é efectuada uma comparação entre os custos apresentados pelas diferentes empresas, a proposta das empresas e os preços actualmente em vigor. À semelhança do que se tem verificado em anos anteriores, os valores propostos incluem um acréscimo de 20% para encargos administrativos. Os valores apresentados para os valores em vigor dos serviços de interrupção e de restabelecimento consideram a repartição de 40%/60% do preço aprovado pela ERSE para o ano gás 2009-2010.

A análise do quadro seguinte permite concluir que os custos indicados pelas empresas para a prestação do serviço de interrupção no horário laboral são, com excepção da Lisboaagás Distribuição, superiores ao preço proposto pelas empresas para o ano gás 2010-2011, valor que é 5% superior ao preço em vigor.

**Quadro 4-4 - Prestação do serviço de interrupção em horário laboral
(comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)**

Unidades:EUR

	Custo das empresas (inclui 20% para encargos administrativos)	Proposta das empresas	Preços em vigor
Lisboagás Distribuição	16,09	16,68	15,88
Setgás Distribuição	17,17		
Beiragás Distribuição	20,70		
Lusitaniagás Distribuição	19,08		
Duriensegás	18,60		
Portgás	20,40		

Da análise do quadro seguinte verifica-se que a proposta dos operadores das redes para o serviço de restabelecimento em horário laboral é superior em 5% ao preço em vigor.

**Quadro 4-5 - Prestação do serviço de restabelecimento em horário laboral
(comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)**

Unidades:EUR

	Custo das empresas (inclui 20% para encargos administrativos)	Proposta das empresas	Preços em vigor
Lisboagás Distribuição	31,66	25,01	23,82
Setgás Distribuição	19,98		
Beiragás Distribuição	24,08		
Lusitaniagás Distribuição	22,20		
Duriensegás	21,64		
Portgás	20,40		

Da análise do quadro seguinte verifica-se que a proposta dos operadores das redes para o serviço de restabelecimento em horário nocturno e no Sábado é superior em 2% ao preço em vigor. Os custos indicados pelas diversas empresas são superiores ao preço em vigor.

**Quadro 4-6 - Prestação do serviço de restabelecimento em horário nocturno e no Sábado
(comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)**

Unidades:EUR

	Custo das empresas (inclui 20% para encargos administrativos)	Proposta das empresas	Preços em vigor
Lisboagás Distribuição	37,34	29,73	29,16
Setgás Distribuição	39,96		
Beiragás Distribuição	37,10		
Lusitaniagás Distribuição	44,40		
Duriensegás	-		
Portgás	30,00		

De igual modo, verifica-se que a proposta das empresas para o adicional do serviço de restabelecimento urgente é superior em 5% ao preço em vigor. Os custos indicados pelas diversas empresas são superiores ao preço proposto.

**Quadro 4-7 - Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento
(comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)**

Unidades:EUR

	Custo das empresas (inclui 20% para encargos administrativos)	Proposta das empresas	Preços em vigor
Lisboagás Distribuição	12,86	9,41	8,96
Setgás Distribuição	12,00		
Beiragás Distribuição	11,08		
Lusitaniagás Distribuição	12,00		
Duriensegás	-		
Portgás	-		

Na fixação dos preços dos serviços regulados, a ERSE tem seguido critérios que visam incentivar a eficiência das empresas na prestação destes serviços e evitar variações anuais significativas nestes preços, em linha com as orientações seguidas no sector eléctrico após recomendação do Conselho Tarifário expressa no Parecer sobre “Proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2004”.

Considerando o actual parecer unânime do Conselho Tarifário de que os preços devem reflectir a totalidade dos custos, a ERSE tentou proceder ao cálculo dos valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento com base nos custos de cada empresa ponderados pelo número de vezes que este serviço foi prestado no ano gás 2008-2009. A aplicação desta metodologia conduziria a valores superiores aos propostos à ERSE pelos operadores das redes de distribuição. Acresce que a informação disponível sobre o número de vezes que cada serviço foi prestado não é completa, designadamente no que respeita ao número de serviços prestados no período nocturno.

Tendo em conta estes factos, a ERSE decidiu aceitar a proposta de preços apresentada pelos operadores das redes de distribuição, considerando que esta reflecte razoavelmente os custos médios de prestação destes serviços.

Tendo em conta o anteriormente exposto, os preços aprovados pela ERSE correspondem aos propostos pelos operadores das redes de distribuição, o que representa aumentos entre 2% e 5% face aos valores que vigoraram no ano gás 2009-2010.

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2010-2011 são os indicados no Quadro 4-8.

Quadro 4-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2010-2011)

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE
Baixa e Média Pressão	Interrupção de fornecimento:	15,88	16,68	16,68
	Restabelecimento do fornecimento:			
	Dia útil (8 às 18h)	23,82	25,01	25,01
	Dia útil (18 às 20h)	29,16	29,73	29,73
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento	8,96	9,41	9,41

Aos valores constantes do Quadro 4-8 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

A ERSE considera adequada a proposta dos operadores das redes de distribuição de manter os preços actualmente em vigor até à aprovação da nova sub-regulamentação sobre ligações às redes nos termos previstos no RRC. Deste modo, os preços a aplicar são os indicados no Quadro 4-9.

Quadro 4-9 – Encargos com a rede a construir

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€m)	30,90	30,90
Rede a construir (€m)	49,50	49,50

Aos valores constantes do Quadro 4-9 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

Os valores propostos pelos operadores das redes de distribuição coincidem com os valores actualmente em vigor.

À semelhança do ocorrido em anos anteriores, a proposta dos operadores das redes de distribuição limita-se a considerar a prestação do serviço nos dias úteis, entre as 9h e as 18h.

Os operadores das redes de distribuição informaram que o serviço de leitura extraordinária é prestado raramente, devido às elevadas taxas de sucesso das leituras periódicas (leituras de ciclo). As leituras extraordinárias ocorrem sobretudo na área de intervenção da Lisboagás Distribuição, onde ainda existe um número significativo de contadores instalados no interior das residências.

No seu parecer, o Conselho Tarifário refere as vantagens de proceder ao cálculo do preço do serviço de leitura extraordinária com base nos custos de cada empresa ponderados pelo número de vezes que este serviço foi prestado no ano gás 2008-2009.

A aplicação da metodologia sugerida pelo Conselho Tarifário revelou-se impossível de levar à prática devido à inexistência de informação fiável sobre o número de vezes que o serviço de leitura extraordinária foi prestado por cada uma das empresas.

Pelas razões anteriormente indicadas, a ERSE considera aceitável a proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição de manutenção dos valores actualmente em vigor, sendo o preço do serviço de leitura extraordinária no ano gás 2010-2011 o indicado no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2010-2011)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço proposto pelos ORD	Preço aprovado pela ERSE
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	9,14	9,14

Aos valores constantes do Quadro 4-10 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 propostos pelos comercializadores de último recurso retalhistas coincidem com os valores actualmente em vigor.

A ERSE considera aceitável a proposta apresentada de manutenção dos valores actualmente em vigor, pelo que os valores da quantia mínima em caso de mora assumem no ano gás 2010-2011 os valores que se apresentam no Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m³(n) (ano gás 2010-2011))

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE
Até 8 dias	1,25	1,25
Mais de 8 dias	1,85	1,85

Os prazos referidos no Quadro 4-11 são contínuos.

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

Tal como no caso dos encargos com a rede a construir, considera-se que a aprovação destes valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de pólos de consumo existentes nas redes

de gás natural só deverá ocorrer após a aprovação da sub-regulamentação sobre ligações às redes, nos termos previstos no RRC. Deste modo, os valores de referência previstos no Artigo 104.º do RRC serão submetidos a parecer do Conselho Tarifário com as propostas de sub-regulamentação sobre ligações às redes que actualmente se encontram em preparação, sendo aprovados conjuntamente com os encargos com a rede a construir, conforme já anteriormente referido.

5 ANÁLISE DE IMPACTES

5.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

No presente capítulo apresenta-se o impacte verificado nas tarifas das actividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2010-2011.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade regulada, entre 2009-2010 e 2010-2011, é apresentada da Figura 5-1 à Figura 5-14 e do Quadro 5-1 ao Quadro 5-10. Estes preços médios são referidos às entregas de gás natural aos utilizadores das infra-estruturas.

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 2009-2010. No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2010-2011, para as diferentes infra-estruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2010-2011 e os respectivos impactes tarifários.

Desta forma identificam-se os efeitos que afectam 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.

5.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

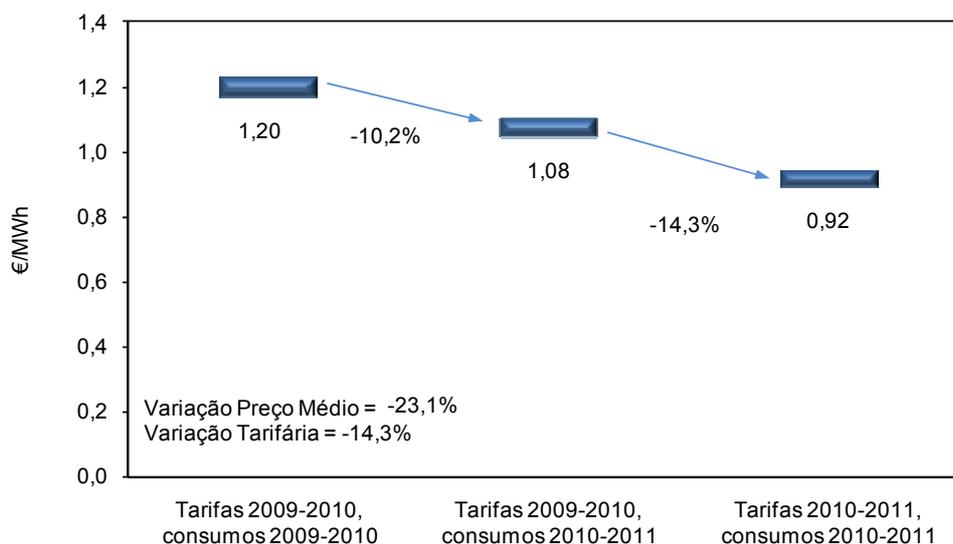
No Quadro 5-1 e na Figura 5-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2010-2011.

Quadro 5-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	45 240	40 908	35 045
Quantidades (GWh)	37 759	38 027	38 027
Preço médio (€/MWh)	1,20	1,08	0,92

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

Figura 5-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



5.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

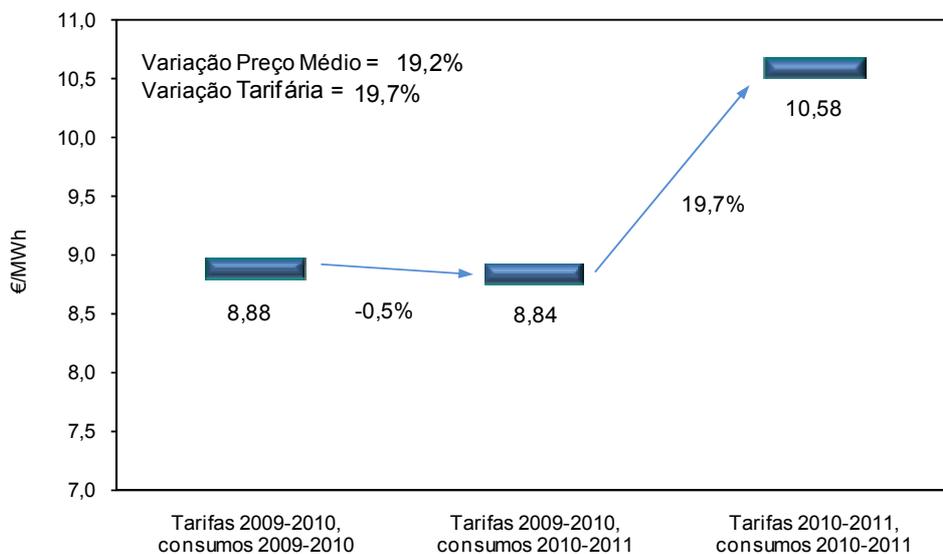
No Quadro 5-2 e na Figura 5-2 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo do ano gás 2009-2010 para 2010-2011.

Quadro 5-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	18 141	17 311	20 722
Quantidades (GWh)	2 043	1 958	1 958
Preço médio (€/MWh)	8,88	8,84	10,58

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

Figura 5-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo



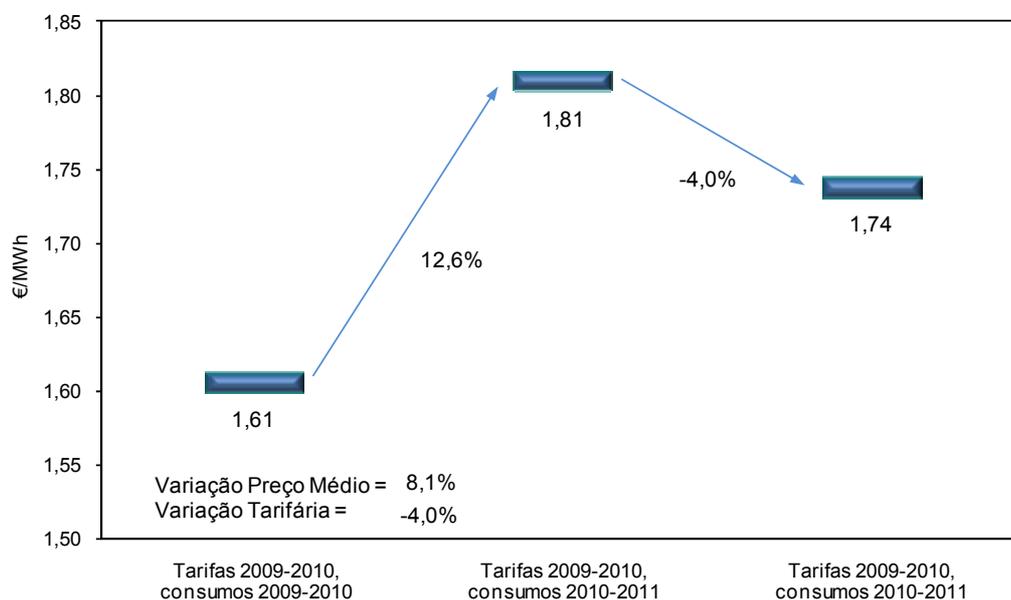
5.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 5-3 e na Figura 5-3 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.

Quadro 5-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	103 631	112 230	107 708
Quantidades (GWh)	64 501	62 013	62 013
Preço médio (€/MWh)	1,61	1,81	1,74

Figura 5-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte



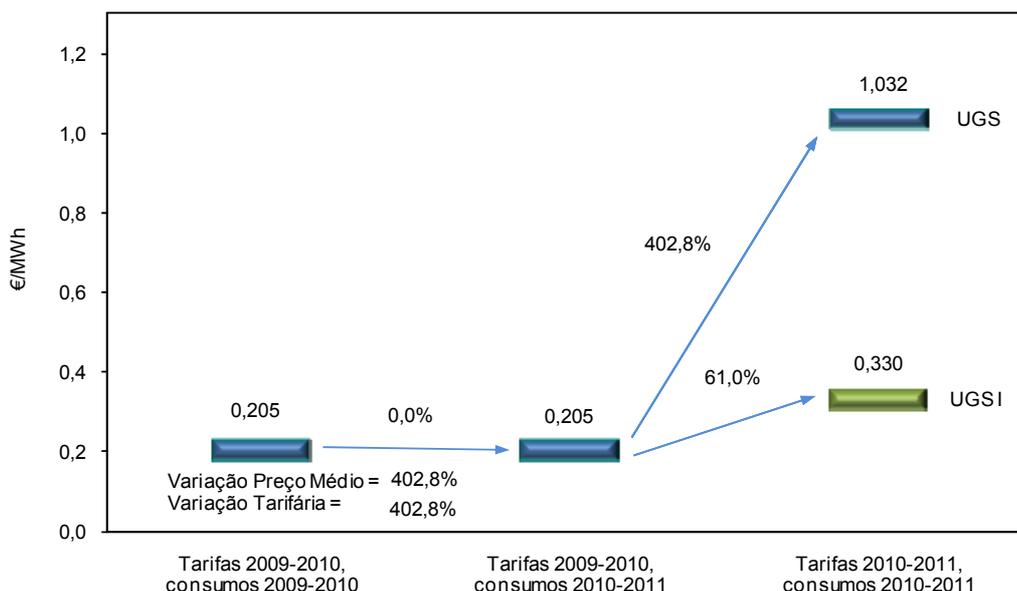
5.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 5-4 e na Figura 5-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede transporte, considerando, por um lado, a totalidade da tarifa de Uso Global do Sistema que inclui a recuperação de desvios de aquisição de energia, e por outro lado, apenas a parcela 1 relativa aos custos de gestão de sistema, entre o ano gás 2009-2010 e 2010-2011.

Quadro 5-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011 apenas UGS I	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	13 233	12 723	20 479	63 968
Quantidades (GWh)	64 501	62 013	62 013	62 013
Preço médio (€/MWh)	0,205	0,205	0,330	1,032

Figura 5-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte



5.1.5 Impacte no Preço Médio das tarifas agregadas da RNTIAT

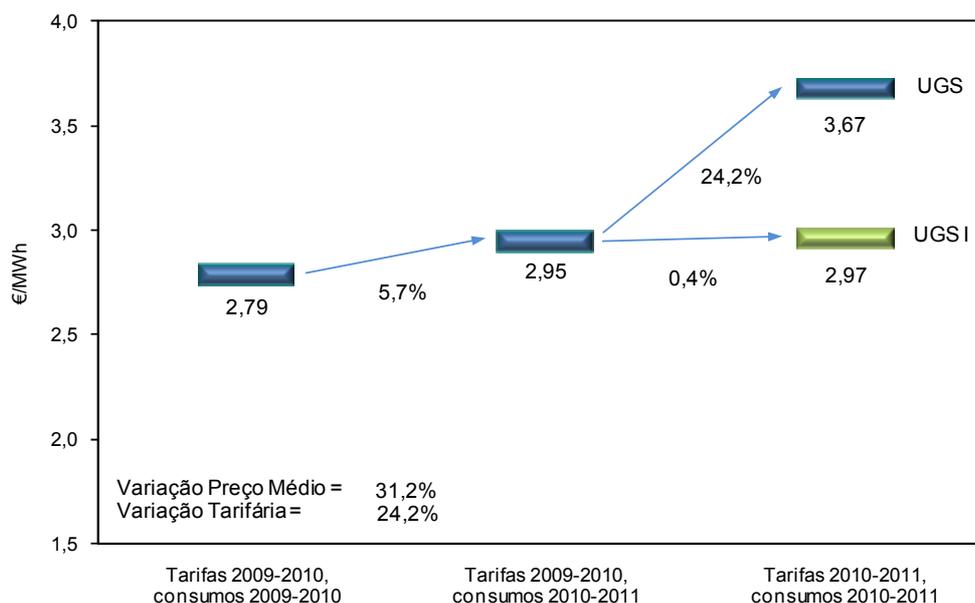
No Quadro 5-5 e na Figura 5-5 é apresentada a evolução do preço médio, de forma agregada, de acesso à Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento Subterrâneo e Terminal de GNL.

Importa referir, que estes valores representam a média ponderada das variações de preço médio associadas à aplicação em conjunto das tarifas de UTRAR, UAS, UGS e URT, e não correspondem a nenhum preço médio de acesso a aplicar a qualquer utilizador. Na verdade, os utilizadores da RNTIAT podem utilizar de forma muito distinta as instalações do Armazenamento Subterrâneo e do Terminal de Recepção Armazenamento e Regaseificação de GNL, não sendo obrigados a utilizar todas estas infra-estruturas reguladas. Assim, este preço médio é meramente indicativo da média dos preços aplicados ao uso destas infra-estruturas reguladas. Na análise considera-se, por um lado, a totalidade da tarifa de Uso Global do Sistema que inclui a recuperação de desvios de aquisição de energia e por outro apenas a parcela 1 relativa aos custos de gestão de sistema.

Quadro 5-5 - Receitas, quantidades e preço médio associados às tarifas de uso da RNTIAT

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011 apenas UGS I	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	180 245	183 172	183 953	227 443
Quantidades (GWh)	64 501	62 013	62 013	62 013
Preço médio (€/MWh)	2,79	2,95	2,97	3,67

Figura 5-5 - Preço médio da tarifa agregada de uso da RNTIAT



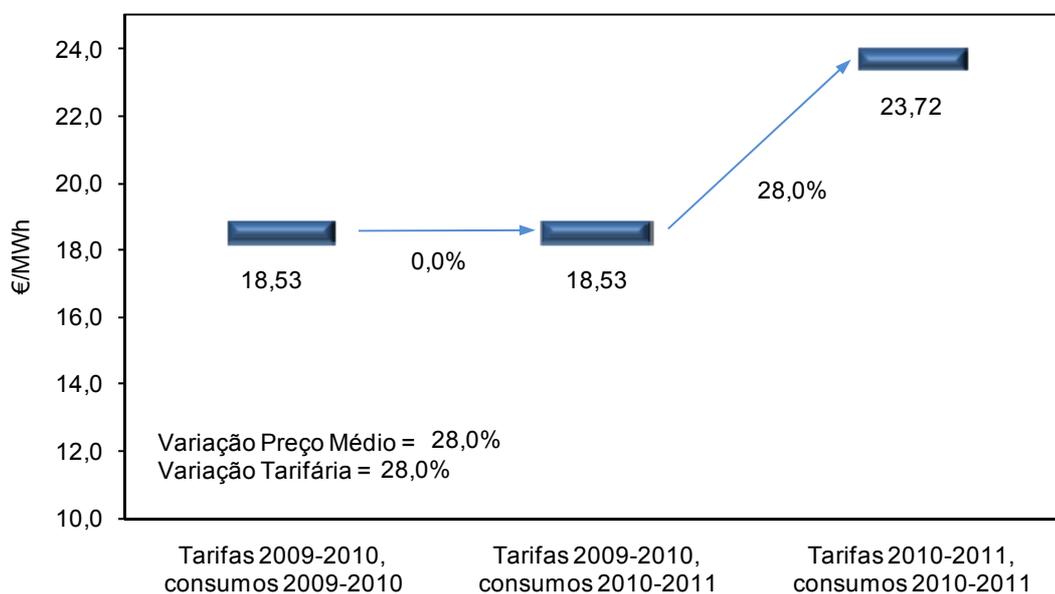
5.1.6 TARIFA DE ENERGIA APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

No Quadro 5-6 e na Figura 5-6 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 5-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	64 915	74 494	95 333
Quantidades (GWh)	3 503	4 020	4 020
Preço médio (€/MWh)	18,53	18,53	23,72

Figura 5-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



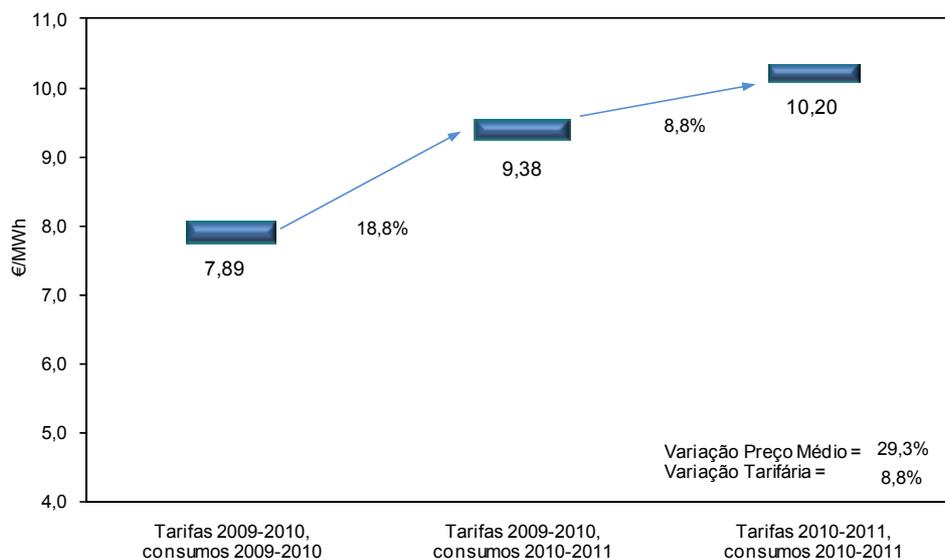
5.1.7 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 5-7 e na Figura 5-7 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 5-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	221 421	217 866	237 012
Quantidades (GWh)	28 050	23 230	23 230
Preço médio (€/MWh)	7,89	9,38	10,20

Figura 5-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição



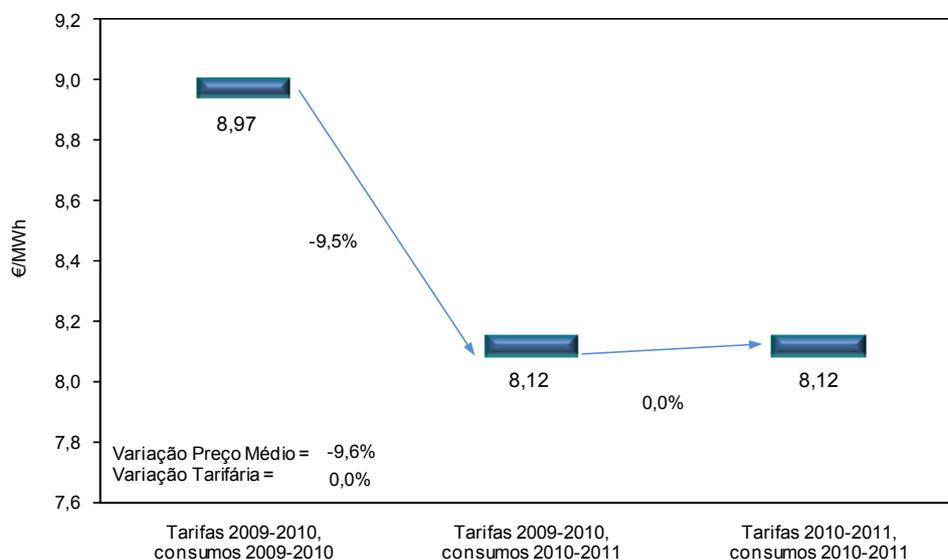
5.1.8 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

No Quadro 5-8 e na Figura 5-8 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 5-8 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	31 431	32 630	32 623
Quantidades (GWh)	3 503	4 020	4 020
Preço médio (€/MWh)	8,97	8,12	8,12

Figura 5-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



5.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

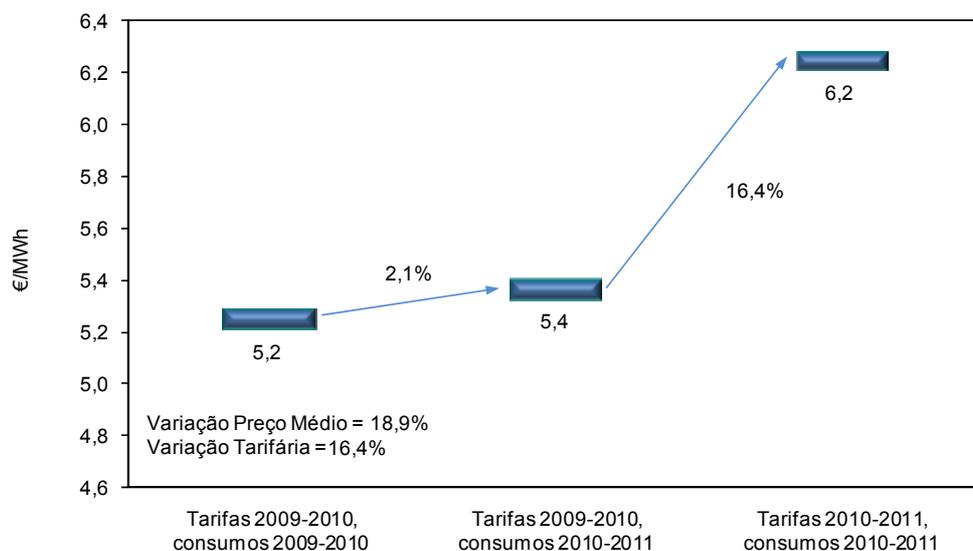
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de UGS, URT e URD.

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 2009-2010 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2009-2010 aplicadas aos consumos do ano gás 2010-2011. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2010-2011.

Quadro 5-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Proveitos (10 ³ EUR)	338 285	332 244	386 739
Quantidades (GMWh)	64 435	61 954	61 954
Preço médio (€/MWh)	5,2	5,4	6,2

Figura 5-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes



5.2.1 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2010-2011

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 5-10 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010-2011

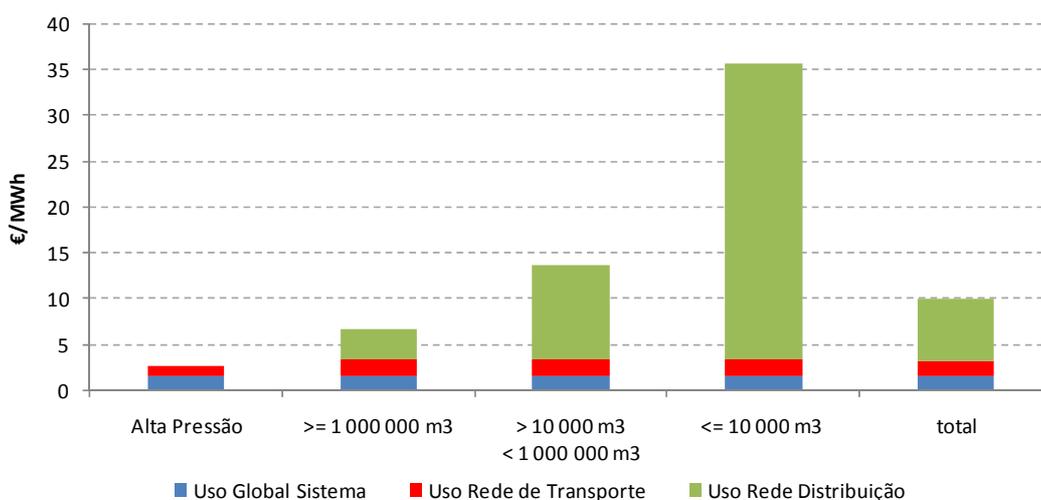
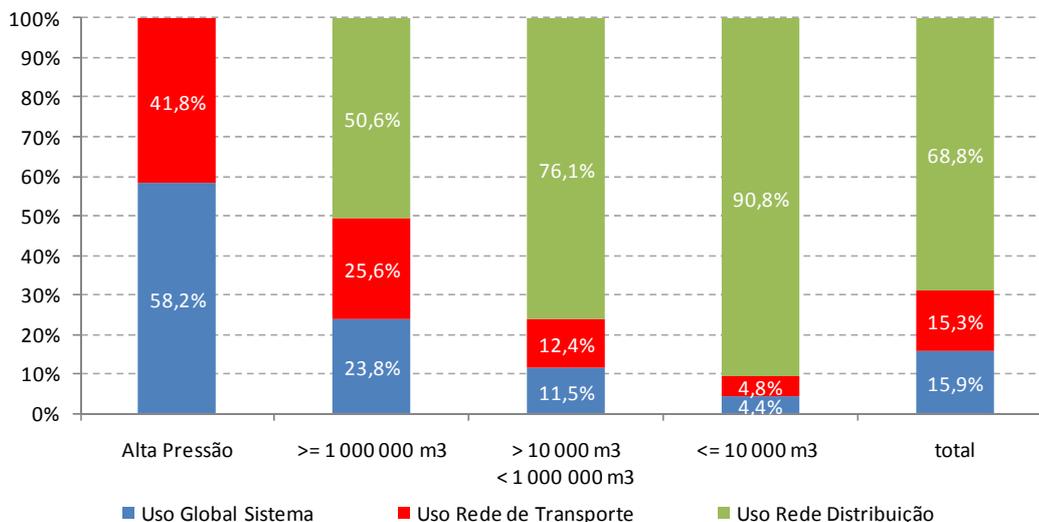


Figura 5-11 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010-2011



5.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio da tarifa 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 actividades reguladas.

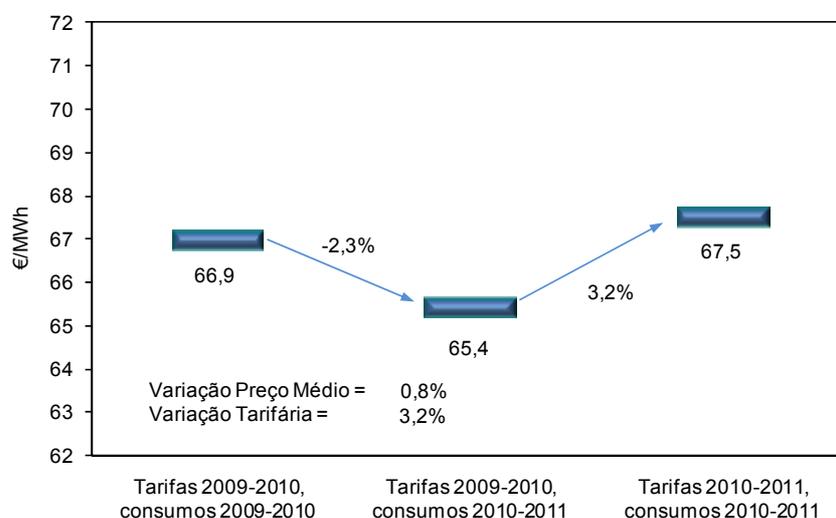
5.3.1 FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

A evolução do preço médio da tarifa 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 5-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2009-2010, consumos 2009-2010	Tarifas 2009-2010, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011
Receitas (10 ³ EUR)	234 460	262 968	271 275
Quantidades (GWh)	3 503	4 020	4 020
Preço médio (€/MWh)	66,9	65,4	67,5

Figura 5-12 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



5.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³ EM 2010-2011

Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio da tarifa 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 5-13 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ em 2010-2011

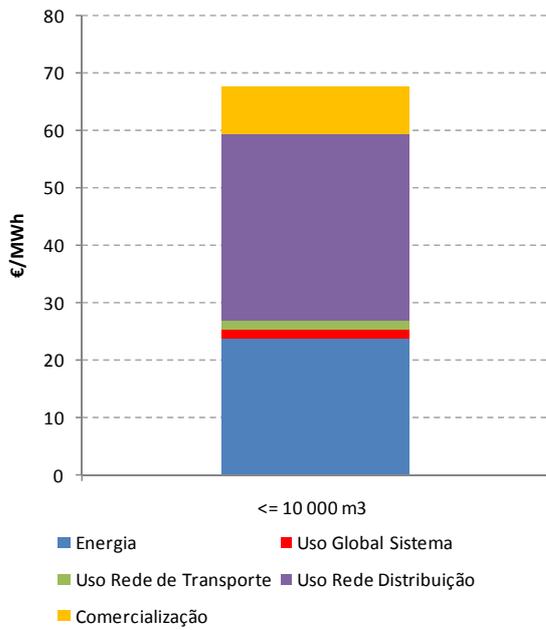
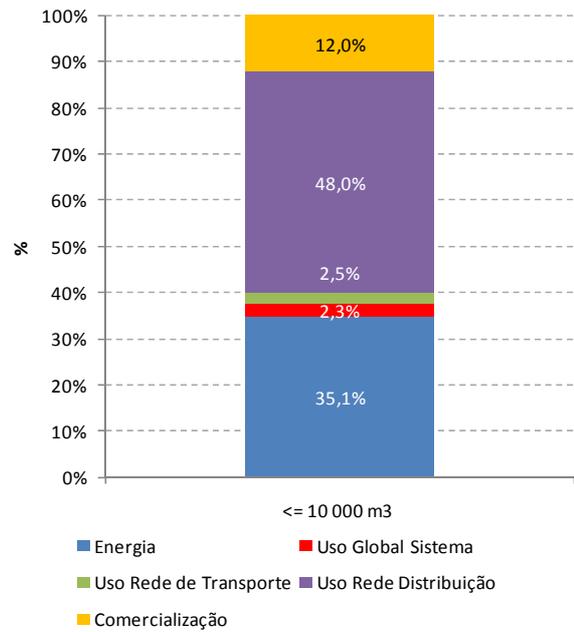


Figura 5-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ em 2010-2011



ANEXOS

**ANEXO I
SIGLAS**

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AP	Alta pressão
BP	Baixa pressão
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MIBGÁS	Mercado Ibérico do Gás Natural
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, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição

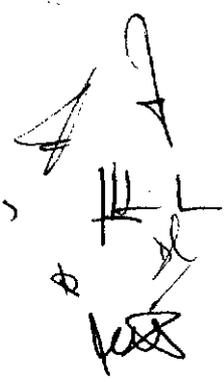
**ANEXO II
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Caracterização da Procura de Gás Natural no ano gás 2010-2011
- Ajustamentos referentes aos anos gás 2008-2009 e 2009-2010 a repercutir em 2010-2011
- Proveitos permitidos do ano gás 2010-2011 das empresas reguladas do sector do gás natural
- Definição de metas de eficiência para a actividade de distribuição de gás natural para o período de regulação dos anos gás de 2010-2011 a 2012 -2013
- Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2010-2011
- Análise dos investimentos do sector do gás natural

ANEXO III
**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS
NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2010-2013”**

21/6/10



Parecer sobre a

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o Período de Regulação 2010-2013 ”
“Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto - Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova 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 - sectores eléctrico 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 vinculativo² e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a recepção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário³ uma “*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o Período de Regulação 2010-2013*” e, simultaneamente, uma “*Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário*” solicitando parecer sobre as mesmas.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário⁴ emite o seguinte parecer conjunto sobre a: “*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o Período de Regulação 2010-2013* ” e a “*Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário*”.

A - PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

I – GENERALIDADE

1. A presente proposta de “*Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o Período de Regulação 2010-2013*” é a primeira que surge na sequência da revisão do RT concluída em Fevereiro de 2010 e possui um carácter estruturante, propondo alterações significativas em matéria tarifária.

¹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

² Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Cf. Ref. E-Técnicos/2010/203/AT/avp, de 15 de Abril.

⁴ Doravante abreviado por CT.

Rto's 4 7
R H L
x
WR

2. Esta proposta fica igualmente marcada pelo anúncio da extinção da actividade de comercialização de último recurso e respectivas tarifas reguladas para os consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000 m³, incorporando as alterações introduzidas por Decreto-Lei aprovado em sede de Conselho de Ministros, mas que não se encontra ainda publicado.
3. Esta medida política legislativa tem consequências quer ao nível da proposta de preços e tarifas do GN para 2010-2011, quer ao nível do RT cujas alterações foram também apresentadas pela ERSE justificando-se, no caso, a simultaneidade de ambos os processos de consulta ao CT.
4. O CT considera que uma parte substancial das alterações observadas em matéria tarifária representam uma evolução positiva face ao enquadramento tarifário previsto para o período 2009-2010, nomeadamente, a introdução de metas de eficiência nos parâmetros para o novo período de regulação que se inicia em Julho de 2010 e as alterações da própria estrutura tarifária (introdução de um novo modelo tarifário de entrada/saída na tarifa de Uso da Rede de Transporte) e ainda, o facto de as tarifas de comercialização para os CURRs passarem a ser binómias, com um termo fixo e um variável, ainda que neste caso possa resultar alguma dificuldade de recuperação dos proveitos permitidos por via da passagem esperada dos maiores clientes para o mercado livre.
5. A proposta encerra um acréscimo global médio de 3,2% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m³/ano, o que representará no actual contexto económico numa efectiva perda de poder de compra, estando o racional para esta variação tarifária justificado pela ERSE, sobretudo, na subida do preço do gás natural, que está indexado à evolução do preço do petróleo.
6. Finalmente, o CT volta a constatar que, na apresentação da proposta de tarifário a ERSE, tendo embora visivelmente alterado o tipo e conteúdo do seu comunicado de imprensa, continuou a evidenciar publicamente detalhes da mesma o que, na prática, condiciona as propostas e a aceitação de alterações sugeridas pelo CT. Sem embargo da reconhecida modificação, o CT continua a entender que seria vantajoso que a ERSE se circunscrevesse, no seu comunicado, ao estritamente necessário para efeitos de comunicação à Comissão do Mercados de Valores Mobiliários.

II - ESPECIALIDADE

II/A - UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

1. O CT continua a defender a uniformidade tarifária em todo o espaço nacional para o segmento doméstico, que elimina a discriminação negativa dos consumidores em situação de consumo igual apenas resultado da sua localização geográfica⁵.

⁵ Cf. Pareceres anteriores do CT v.g. Parecer de 15 de Maio de 2009 relativo à Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2009-10.

Rtcc, A A
H
V

2. Da análise da Proposta agora apresentada, o CT não pode deixar de lamentar, face aos aumentos propostos diferenciados por regiões, que a ERSE não tenha aproveitado os anos gás anteriores, em que se observou uma diminuição das TCVF, para completar o processo de convergência para a uniformidade tarifária nacional.
3. Com efeito, no actual enquadramento económico, agravado pela perspectiva de aumento do custo dos combustíveis, o CT teme que num futuro próximo não volte a ocorrer um cenário favorável para eliminar as discrepâncias ainda existentes, sem implicar aumentos relevantes em alguns escalões de consumo, o que se traduz finalmente numa oportunidade perdida de completar a convergência.
4. O CT não pode deixar de recordar que, aquando da última revisão do RT, notou ⁶ que sem uma decisão objectiva de variação significativa de alguns dos Termos Fixos (TF) do 1º escalão, não será possível alcançar a plena uniformidade tarifária.
5. Verifica-se que na proposta actual se mantêm as discrepâncias criticadas pelo CT, nomeadamente nos TF do 1º escalão doméstico entre 2.59 €/mês e 1.73 €/mês, sendo que esta diferença de 40% não conseguirá ser anulada em tempo útil por um processo de convergência mitigado.⁷
6. Por outro lado, no que concerne ao Termo Variável (TV), observa-se que existem situações em que o mesmo escalão em empresas diferentes apresenta valor igual de TF e diferente de TV, o que não parece compatível com os objectivos da uniformidade tarifária.
7. Sem prejuízo de se aceitar a procura da limitação dos incrementos do preço final a suportar pelos consumidores, o CT considera existirem situações de distorção que conduzem a um TF com um peso demasiado elevado para o 1º escalão, o que deverá ser mitigado na fixação final das tarifas por se considerar prejudicial para os pequenos consumos em particular.
8. O CT recomenda assim à ERSE que reavalie os preços de tarifa propostos, tornando-os mais equitativos e conformes aos princípios da uniformidade tarifária.

II/B – FIM DO ALISAMENTO E NEUTRALIDADE FINANCEIRA

1. Em conformidade com o previsto no novo Regulamento Tarifário, o CT regista favoravelmente a proposta da ERSE de concretização da medida de eliminação progressiva do mecanismo de alisamento de proveitos.

⁶ cf. Parecer de 3 de Dezembro de 2009.

⁷ Merece referência o caso particular da Beiragás, em que, quer o TF quer o Termo Variável (TV), estão entre os mais elevados observados no 1º escalão das diferentes CURR, o que se traduz num preço médio anual quase 5% superior à média nacional.

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the name "Rita" and various initials.

2. O alisamento estabeleceu um compromisso regulatório de longo prazo entre empresas e consumidores, para permitir o reflexo do mesmo custo de uso das infra-estruturas para os consumidores actuais e futuros o que foi comunicado aos mercados financeiros e accionistas das empresas.
3. Na fórmula do alisamento a neutralidade financeira é assegurada para qualquer período considerado, garantindo que nem consumidores nem empresas são prejudicados ou favorecidos no processo.
4. No caso do terminal de GNL, que viu encurtado o período de alisamento para dez anos, será devolvido, no quadro da metodologia referida, o saldo de alisamento em favor dos consumidores, com juros equivalentes à taxa de remuneração do seu activo depois de impostos. Já no caso dos proveitos do ORT e dos ORDs, o CT constata ser proposta da ERSE que os respectivos saldos de alisamento devidos às empresas sejam remunerados a uma taxa de remuneração igual à Euribor a 3 meses com um prémio de 1%, o que aparenta ser uma dualidade de critérios utilizado pela ERSE.
5. A correcta aplicação da fórmula permite verificar o montante devido no quadro do processo de alisamento, considerando o CT que a ERSE deveria explicitar os montantes que considera devidos às empresas de distribuição e de transporte de gás natural, para garantir a máxima clareza do processo.
6. Igualmente, o CT recomenda que a ERSE explicita qual a sua estimativa actual de recuperação anual dos proveitos, uma vez que o detalhe apresentado se afigura insuficiente⁸.
7. Sem prejuízo dos esclarecimentos e recomendações anteriores, o CT considera que deve ser explicitada a garantia da neutralidade financeira do fim do alisamento e a inexistência de dualidade de critérios.

II/C - PROVEITOS PERMITIDOS

1. O CT nota existir discrepância no valor das Amortizações utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos, nomeadamente dos Operadores de Rede de Distribuição⁹.

Com efeito, a título de exemplo reproduzem-se os valores da Lusitaniagás e da Portgás no quadro seguinte, verificando-se que o valor da amortização (A_{ALR}) utilizado para fixação do Activo Líquido a Remunerar (ALR) é sempre superior ao valor da mesma natureza (A_{PP}) utilizado para cálculo do Proveitos Permitidos (PP):

(milhares €)	A_{ALR}	A_{PP}	Fonte
Lusitaniagás	9 305	7 463	Q6-37/38
Portgás	10 297	8 605	Q6-49/50

Nota: Os valores das A_{ALR} apresentados são os médios dos anos 2010 e 2011, líquidos das Comparticipações

⁸ cf. Documento "Proveitos Permitidos do Ano Gás 2010-2011".

⁹ cf. Documento "Proveitos Permitidos do Ano Gás 2010-2011".

Retor: 4
[Handwritten signatures and initials]

2. Por outro lado, já no documento de “Ajustamentos dos Anos Gás 2007-2008 e 2008-2009”¹⁰ publicado em 15 de Junho de 2009, a ERSE indicava que para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos utilizava a amortização dos activos a custos históricos, mas que para efeitos da diminuição do ALR utilizava as amortizações reavaliadas.
3. O CT considera que uma utilização de critérios diferentes para o estabelecimento de valores que sejam exactamente da mesma natureza não é justificável, sendo que a aparente aplicação de metodologias incoerentes entre si prejudica a clareza e transparência do cálculo dos proveitos e tarifas.
4. O CT nota, igualmente, que sendo o valor das amortizações utilizadas para a fixação do proveitos permitidos o menor dos dois valores apresentados (A_{ALR} e ALR), a adopção deste método pode consubstanciar uma subavaliação dos mesmos proveitos, o que poderá conduzir a uma correcção posterior das tarifas, agravadas pelos juros correspondentes, facto que se considera indesejável para os consumidores.
5. Nestas condições, no interesse da consistência da proposta de tarifário apresentada, o CT recomenda que a ERSE explicita e justifique os critérios de estabelecimento das amortizações dos activos regulados das empresas de infra-estruturas.

II/D - AJUSTAMENTOS

1. O CT tomou conhecimento que duas das empresas reguladas enviaram as Demonstrações Financeiras obrigatórias contendo lapsos nos valores, constatáveis nas Demonstrações Financeiras anexas ao Documento “Ajustamentos”.
2. Sublinha-se que a correcção da informação enviada à ERSE é fundamental para que esta apresente a sua proposta ao CT e que as eventuais distorções e correcções posteriores podem ter como efeito o maior distanciamento entre a proposta apreciada e a adopção final de tarifas e preços.
3. Sem prejuízo de pugnar pela necessidade de correcção dos dados enviados pelas empresas o que, reconhece-se, tem sido registado no sector do gás natural, o CT não se opõe a que a ERSE aceite a correcção de manifestos lapsos por parte das empresas reguladas.

¹⁰ cf. Quadro 3-30 na pág. 40, para a Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including a signature and some illegible scribbles.

II/F. 2 - Tarifas de Armazenamento

1. A ERSE propõe uma tarifa de armazenamento de GNL no terminal que é marginalmente inferior à tarifa de armazenamento subterrâneo.
2. Considerando que a função primordial do terminal é a recepção de gás e a sua emissão, o CT considera que a relação entre as tarifas de armazenamento que a ERSE propõe, distorce a procura em favor do armazenamento de GNL no terminal que, sendo estruturalmente mais caro, tem consequências negativas a nível operacional.
3. Entende o CT que é positiva a redução da tarifa de armazenamento no terminal, designadamente por razões de concorrência. Contudo, assinala o CT que as tarifas a fixar não devem incentivar os utilizadores a optar por manter as reservas de segurança de gás no armazenamento do terminal e não no armazenamento subterrâneo, risco que considera existir caso não seja dado um adequado sinal de preço.
4. Recomenda, assim, o CT que a tarifa de armazenamento do terminal seja revista, evitado riscos de utilização do armazenamento do terminal para fins diversos e dando-se um correcto sinal de preço.
5. Ainda, a ERSE propõe que a colocação de gás no terminal possa ser feita por contra-fluxo a custo zero. O CT considera que a solução proposta, além de constituir um sinal de preço inadequado, potenciará uma errada utilização do terminal para armazenamento de longa duração, pelo que se recomenda a revisão do preço proposto.

II/F. 3 - Tarifa Social

1. O CT regista que continua por criar e regulamentar uma tarifa social para o sector do gás natural.
2. O CT está ciente que, a criação de tal mecanismo é um instrumento de iniciativa legislativa.
3. Não obstante, o CT convida o regulador a desenvolver acções junto das entidades competentes sensibilizando-as para a necessidade de conceber critérios que definam:
 - a) Os conceitos de consumidor economicamente vulnerável e das condições de acesso a uma tarifa social;
 - b) Os benefícios concretos a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo);
 - c) Forma de operacionalização e metodologia de aplicação da tarifa social
4. Sem prejuízo desta futura definição, o CT entende que a ERSE poderá, desde já, estudar soluções tarifárias que possam proteger as faixas de consumidores mais vulneráveis.

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the word "Rto" and several illegible signatures.

II/G – METAS DE EFICIÊNCIA

1. A ERSE aplica pela primeira vez, nesta na proposta de parâmetros e tarifário, o novo modelo de regulação resultante do RT, estabelecendo metas de eficiência para diversas fases da cadeia de valor do gás natural.
2. O CT entende que, quando aplicado de forma eficaz, o estabelecimento destas metas pode promover uma maior eficiência por parte das empresas que actuam no sector em benefício de todos os consumidores pelo que sublinhou essa importância no seu Parecer de 3 de Dezembro de 2009, emitido aquando da revisão do RT, recomendando designadamente que a ERSE explicitasse de modo mais detalhado os princípios que se propunha seguir na aplicação do novo modelo regulatório e que envolvesse as empresas que actuam no sector e demais interessados, na discussão dos objectivos de eficiência a estabelecer para os períodos regulatórios.
3. Tendo o CT oportunidade de se pronunciar sobre metas de eficiência a adoptar, pela primeira vez com a proposta agora apresentada pela ERSE e sublinhando que teria sido útil que o processo tivesse sido desenvolvido de um modo mais participado, o CT regista o seguinte:
 - 3.1 A ERSE assenta as suas propostas num estudo¹¹ que conduziu para as actividades de distribuição e comercialização de último recurso e, para as actividades do terminal e transporte, numa análise da evolução de custos.
 - 3.2. O CT considera que os pressupostos em que as propostas da ERSE se baseiam estão insuficientemente explicados e devem ser objecto de melhor concretização no documento final, designadamente:
 - a) As metas de eficiência devem ser claramente estabelecidas para o período regulatório o que não resulta claro da proposta;
 - b) O impacto das alterações legislativas e regulatórias nos custos líquidos das empresas deve ser tido em consideração e explicitado, nomeadamente quanto à aprovação da Lei nº 12/2008¹² dos SPE e do Decreto-Lei nº134/2009 dos Call Centers e as alterações ao RRC e RQS por exemplo com proibição da cobrança dos encargos de contratação e realização obrigatória de leituras extraordinárias.
 - c) A identificação dos “drivers” dos custos variáveis e respectiva ponderação, recomendando o CT a explicitação da metodologia e respectiva fundamentação. Em particular, o CT recomenda que a ERSE analise e pondere o peso relativo do *driver* energia nas diferentes actividades, de forma a evitar que recaia sobre as empresas reguladas o risco decorrente da não aderência das previsões da ERSE com a realidade.

¹¹ Cf. Documento “Metas de Eficiência”.

¹² Cf. Documento “Parâmetros e Custo de Capital para o período 2009-2011, a págs 29 que refere que as alterações foram consideradas no estabelecimento dos custos eficientes no caso do Sector Eléctrico.

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the word "Retos" and several illegible signatures.

- d) Fixação do ano base para as projecções: a ERSE ao estabelecer como base o ano de 2008-para extrapolação dos valores para 2010-11, dá um “salto” temporal que não atende às variações de custos entretanto verificadas, pelo que as metas de eficiência para o primeiro ano são já superiores às anunciadas.¹³
4. Em conformidade com o já anteriormente recomendado pelo CT e atendendo ao facto de não ter existido discussão prévia das metas de eficiência para o período regulatório com vista à fixação dos melhores e mais exequíveis valores, o CT recomenda uma reanálise da metodologia de fixação dos metas de eficiência e discussão da mesma com os interessados, no período de tempo que decorre até à fixação de parâmetros e tarifas.

II /H - TAXAS DE SUBSOLO

1. A Lei 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.
2. À ERSE compete a definição da metodologia de repercussão nos consumidores das taxas de ocupação do subsolo aprovadas por cada Município.
3. A metodologia estabelecida pela ERSE envolve uma estrutura de preços binómia com uma parcela fixa e uma parcela de energia, distinguindo dois tipos de fornecimentos: superiores a 10 000m³ e inferiores a 10 000m³ por ano.
4. A estrutura de preços foi determinada de modo a que o pagamento das taxas de ocupação do subsolo apresente uma estrutura semelhante à estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição.
5. As taxas de ocupação de subsolo são calculadas com base na tarifa de uso da rede de distribuição e serão autonomizadas nas facturas a apresentar pelos comercializadores ao consumidor.
6. Sendo embora uma taxa municipal autónoma e distinta dos consumos, na origem e no destinatário de receita, o facto de o seu pagamento ser devido conjuntamente com o do gás natural tem necessariamente um efeito negativo no na estrutura do preço final apresentado aos consumidores.

¹³ O CT chama a atenção para o caso do Fundo de Pensões da Lisboagás, que constitui uma obrigação legal da empresa, e que entre o ano de referência e o próximo ano terá um aumento relevante sem que tal corresponda a qualquer aumento de benefícios.

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the word "Reto" and a signature.

7. O CT expressa uma grande preocupação com o efeito que a soma destas taxas podem ter no consumidor final, recomendando à ERSE não apenas que divulgue e publicite claramente quais os montantes cobrados por cada Município como, também, que desenvolva junto da associação representativa dos mesmos diligências que visem por um lado, a moderação dos valores e a convergências de critérios e, por outro, a sensibilização para a isenção de taxas municipais em caso que os justifiquem.

II I - MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO PREVISTOS NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

O CT entende que não se encontra explicitado na proposta apresentada pela ERSE a forma como está a ser cumprido o disposto no art. 39.º dos contratos de concessão da distribuição celebrados entre o Estado Português e as empresas reguladas¹⁴, em particular no que toca à reavaliação dos activos.

II/J - PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

II/J 1. Preço da Leitura Extraordinária

1. Os operadores das redes informaram a ERSE que leitura extraordinária é pouco frequente e que a leitura dos contadores é realizada com grande taxa de sucesso, ao que não será alheio o facto duma percentagem elevada dos contadores de gás se encontrar instalada fora das habitações.
2. Os custos da prestação de serviços apresentada pelos operadores (ORD) para a leitura extraordinária são muito diversos: 2,44€ na Duriensegás, 2,50€ na Setgás e Lusitaniagás, 2,71€ na Beiragás; 10,40€ na Portgás e 14,63€ na Lisboaagás.
3. Verifica-se, ainda, que uma parte dos ORD não apresentaram quaisquer valores referentes a este serviço nem consideram que o mesmo tenha qualquer expressão quantitativa relevante, sendo fundamentalmente as regiões de Lisboa e Porto que apresentam um maior número de leituras extraordinárias.
4. A CT está ciente que a leitura extraordinária ocorre em situações excepcionais, após terem sido efectuadas várias diligências pelo ORD (pelo menos dois contactos escritos solicitando a leitura, indicação na factura dessa necessidade e do contacto telefónico gratuito para comunicar a leitura), considerando o CT que tais diligências que se devem manter por forma precisamente a evitar este tipo de leitura.

¹⁴ cf. ponto 5.2.1 a págs. 28-29 do Documento "Proveitos Permitidos do Ano Gás 2011-2011" e nº3 da Cláusula 39 dos Contrato de Concessão cujas minutas foram aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros nº 98/2008, de 3 de Abril.

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the word "Pto" and several illegible signatures.

5. A ERSE propõe a fixação dum preço para o serviço de leitura extraordinária de 9,14€ valor este que resultará duma média simples do preço proposto pelos ORD.
6. A aplicação duma média ponderada com base no número de leituras efectuadas no ano anterior embora possa ter como resultado um preço mais elevado traduzir-se-á, no entendimento do CT, numa mais correcta alocação dos custos e na minimizando de custos do próprio sistema.
7. O CT recomenda, assim, à ERSE que reveja os preços das leituras extraordinárias de acordo com a metodologia da média ponderada.

II/J 2. Preço dos Serviços de Interrupção e Restabelecimento

1. O CT considera que, à semelhança do que definiu quanto à leitura extraordinária, também relativamente aos serviços prestados de interrupção e restabelecimento em virtude da falta de pagamento, deve vigorar o princípio do utilizador pagador.
2. Assim, o CT recomenda que a ERSE reveja os preços propostos de acordo com esse princípio, conforme a uma mais correcta alocação de custos e minimizando a imputação de custos ao sistema.

B - PROPOSTA DE REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

III - GENERALIDADE

1. O CT nota a opção da ERSE em apresentar uma Proposta de Tarifário para o Ano Gás 2010-11 que é enquadrada pela anunciada aprovação do Decreto-Lei que extingue as Tarifas Reguladas de Venda a Clientes Finais com consumo superior a 10.000 m³/ano.
2. Na ausência de conhecimento da redacção do DL referido, o CT nota que o seu Parecer sobre a proposta de revisão do RT está condicionado, reconhecendo-se embora a necessidade de revisão de modo a que a Proposta de Tarifário para o Ano Gás 2010-11, agora em apreciação, seja coerente com o novo enquadramento tarifário a aplicar aos clientes com consumo superior a 10.000 m³/ano.

RT
11.1
11.1
11.1
11.1

3. A metodologia adoptada pela ERSE de criação de um tarifário transitório para os clientes acima de 10.000 m³/ano parece adequada, considerando a anunciada data limite de 31 de Março de 2011 para a conclusão da transferência dos clientes deste segmento para comercializadores em regime de mercado. No entanto, resulta menos claro quais os critérios seguidos pela ERSE para estabelecimento do valor do “incentivo à escolha de um comercializador de mercado”, fixado para o ano gás num agravamento de 1.5% sobre a tarifa (cf. documento “Proveitos Permitidos do Ano Gás 2010-11, pág. 21).
4. O CT considera correctas as alterações propostas ao articulado do RT, que incorporam adequadamente a criação do tarifário transitório no cálculo dos Proveitos Permitidos dos Comercializadores de Último Recurso.
5. No entanto, dado que alguns dos Ajustamentos previstos virão a ser recuperados nas Tarifas UGS I e UGS II, o CT recomenda que nas próximas propostas de tarifário em que ainda se proceda a ajustamentos derivados do processo de extinção das tarifas a clientes acima dos 10.000 m³/ano, se proceda a uma adequada identificação dos valores em recuperação, para a correcta alocação dos mesmos.

IV - ESPECIALIDADE

1. Sem prejuízo da apreciação globalmente positiva ao novo articulado, com a extinção das tarifas a clientes acima dos 10.000m³/ano, o CT considera dever retomar duas suas anteriores sugestões.
2. Assim, o CT sugere que a ERSE pondere aproveitar esta revisão pontual do RT para:
 - a) Incorporar uma alteração anteriormente proposta pelo CT¹⁵ que se refere à Remuneração do Fundo de Maneio à taxa de Remuneração dos Activos, a qual se aplica em particular aos Proveitos Permitidos dos CURs, pelo que a sua adopção neste momento seria particularmente adequada;
 - b) Clarificar a fixação do *spread* para o período regulatório em vez de ser em cada ano, para fins de estabilidade e previsibilidade regulatória.
3. Finalmente, o CT sugere que no Artº 80º algumas das numerações das equações sejam corrigidas na versão final, a saber: no nº3, deve ser (82) no lugar de (80); no nº6, deve ser (84) no lugar de (83); no nº7, deve ser (82) no lugar de (80). Igualmente, no nº 10 do art. 64º a referência à equação (17) deve ser entendida como (23).

¹⁵ Cf. Pareceres de 15 de Maio de 2009 (ponto 7.2) e de 3 de Dezembro de 2009 (ponto II-F).

V - CONCLUSÃO

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

Em 17 de Maio de 2010, o parecer que antecede foi votado na **GLOBALIDADE**
tendo sido **APROVADO POR UNANIMIDADE**

com a seguinte votação:

Votos a favor:

Évelina - Grandes Consumidores de Gás Natural *Handwritten signature*
LON GASODUTO - Titular de Licenciamento de Transporte *Handwritten signature*
U.G.C./UNIDADE GERAL DOS CONSUMIDORES *Handwritten signature*
DECO - Assoc. Nat. de Defesa dos Consumidores *Handwritten signature* com declaração
Associação de Distribuidores de Gás Natural (Associação Portuguesa de Distribuidores de Gás Natural) *Handwritten signature*
FENACOP - Petrol. Civil Gás *Handwritten signature*
Concessionários de distribuição de Gás - *Handwritten signature* com declaração
DGC - Indústria Portuguesa *Handwritten signature*

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the number "120" and several illegible signatures.

Votos contra:

A large, empty, elongated shape drawn with a single line, representing a space for recording votes against the proposal.

Abstencões:

A large, empty, elongated shape drawn with a single line, representing a space for recording abstentions.

Voto de qualidade:

A large, empty, elongated shape drawn with a single line, representing a space for recording a vote of quality.

O presente parecer tem *quinze* páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos: *dois*

*declarações de voto : (1) e (2), que subscrevo
digo, anexo e numero*
11-11-11

A large, empty, elongated shape drawn with a single line, representing a space for recording the declaration of the vote.



Maria Cristina Portugal de Andrade

Direção Geral do Consumidor



Pedro Manuel Amorim la Puente Furtado

Entidade titular da concessão do transporte de gás natural
através da rede de alta pressão - REN Gasodutos



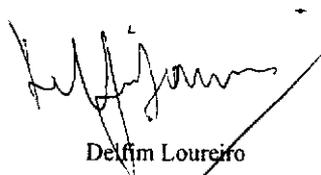
Pedro Ricardo

Entidades concessionárias de distribuição de gás natural



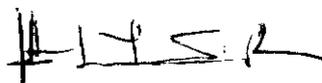
Jorge Manuel Lúcio

Entidades licenciadas para distribuição de gás em regime
de serviço público



Delfim Loureiro

DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do
Consumidor



Alfredo Rocha

UGC - União Geral dos Consumidores



Patrícia Gomes

FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas
Consumidores, FCRL



João Mendonça Santos

Fabrica Cerâmica de Valadares, S.A.

Grandes Consumidores de Gás Natural

(1) *WA*

**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 2010-11**

9
2

Mecanismos de Compensação previstos nos Contratos de Concessão

As Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural constataam que a ERSE não cumpriu o disposto nos Contratos de Concessão relativamente às reavaliações sucessivas tal como previsto na Cláusula 39, nº3 dos mesmos Contratos, o que constitui uma violação dos seus Estatutos. Desta forma solicitam que a Proposta de Tarifas e Preços seja revista em conformidade.

Contadores

As Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural notam que, novamente, a 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 aproximar do início do processo de renovação dos contadores nas empresas 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 no ano transacto em que se anexou Declaração ao Parecer do Conselho Tarifário, as empresas volta a reproduzir a argumentação apresentada já no Parecer à Proposta de Tarifário para o Ano Gás 2008-09, que incluía também como anexo uma Declaração das empresas sobre este assunto. 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 art. 8º da Lei 12/2008 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.

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, peço 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./.../”

Concessionárias de gás natural de CN – 
Licenciadas de distribuição de CN – 

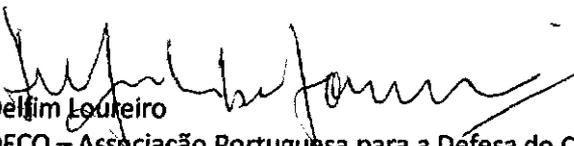
Declaração de Voto

CUSTO DE CAPITAL

Parâmetros relativos ao custo de capital

Propõe a ERSE uma taxa de custo de capital de 8% para as actividades da recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, transporte, armazenamento de gás natural e gestão técnica global do SNGN. Regista-se a adopção duma mesma taxa para o custo de capital de actividades tão díspares como a recepção, o transporte de gás natural e a gestão técnica do sistema, actividades cujo risco, apesar de pouco elevado, não será idêntico em todas elas, consubstanciando-se na obtenção de resultados e taxas de rentabilidade elevados para a actividade de gestão técnica global do sistema, conforme se constata pela consulta do Quadro IV.3 – Demonstr. Res. Actv. Gestão T.G. Sistema, referente ao ano gás 2008-2009 (cf. Documento da ERSE "Ajustamentos referentes aos anos gás 2008-2009, 2009-2010 a repercutir em 2011").

Considerando o risco ainda menor associado às actividades de Gestão T. G. do Sistema, sugere-se que a ERSE explicita a razão da taxa proposta e pondere a redução da taxa de custo de capital pelo menos nesta actividade.



Deljím Loureiro

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

ANEXO IV
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013”**

A – PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

I – NA GENERALIDADE

A ERSE congratula-se com a posição demonstrada pelo Conselho Tarifário (CT) sobre a proposta de “Tarifas e Preços do Gás Natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o Período de Regulação 2010-2013”, a qual surge na sequência de uma revisão profunda do Regulamento Tarifário (RT), e como referido pelo CT com carácter estruturante, e da extinção da actividade de comercialização de último recurso e respectivas tarifas reguladas para os consumidores de gás natural com consumos superiores a 10 000 m³.

Relativamente à informação disponibilizada pela ERSE em comunicado, considera-se que o mesmo permite esclarecer os consumidores e demais agentes de mercado, destacando a importância do parecer do Conselho Tarifário, o qual será tornado público juntamente com a versão final do documento de “Tarifas e Preços do Gás Natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o Período de Regulação 2010-2013”.

II – NA ESPECIALIDADE

II/A – UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

O CT tem registado a importância que reconhece à uniformidade tarifária nacional, enquanto objectivo a perseguir a curto prazo. Nesse sentido, em 2010 foram alterados os regulamentos prevendo-se um mecanismo acelerador da convergência das tarifas de venda a clientes finais para tarifas nacionais.

As tarifas aprovadas para 2010-2011 são, em virtude da aplicação deste novo mecanismo, mais próximas entre si do que no ano anterior, registando-se em particular uma igualdade nacional dos preços dos termos fixos do 2.º, 3.º e 4.º escalão, e uma igualdade dos termos variáveis por grupos de comercializadores.

A ERSE considera que uma maior convergência ao nível dos termos fixos do 1.º escalão só poderia ser conseguida à custa de variações tarifárias significativas nos clientes com consumos muito baixos, sendo por isso desaconselhável a sua aplicação num só ano.

No que diz respeito aos escalões de consumo cujos termos fixos são iguais e os termos variáveis são diferentes, a ERSE alerta para o facto de esta situação ser ainda assim mais próxima da convergência nacional do que a anterior. Estes preços evidenciam a existência de grupos de consumidores no território

nacional que observam tarifas superiores aos consumidores idênticos noutros comercializadores, situação que será corrigida, com o tempo, pela convergência tarifária.

Em futuras propostas de tarifas, a ERSE continuará a ter em conta a prioridade bem identificada pelo CT da uniformidade tarifária nacional.

II/B – FIM DO ALISAMENTO E NEUTRALIDADE FINANCEIRA

O CT, após reiterar o seu agrado com o fim do alisamento, considera que devem ser explicitados os montantes que a ERSE considera devidos às empresas de distribuição e de transporte de gás natural, para garantir a máxima clareza do processo.

Os montantes da reposição gradual da neutralidade financeira utilizados pela ERSE são ainda provisórios, na medida que apenas os anos gás 2007-2008 e 2008-2009 apresentam valores reais, para o ano gás 2009-2010 foram utilizados valores estimados, os quais serão corrigidos no próximo ano.

Tal como solicitado pelo CT, a ERSE garante a inexistência de “dualidade de critérios” em termos financeiros. Os montantes a repor são calculados com a mesma taxa estabelecida no mecanismo de alisamento, i.e., taxa de remuneração dos activos líquida de impostos, as taxas utilizadas para actualizar os desvios do passado são: 6,615% no caso da distribuição e 5,88% no caso do transporte. Uma vez actualizados os valores e calculados os montantes a pagar aos operadores há que considerar uma taxa associada ao diferimento do pagamento deste valor no tempo. Para tal, a ERSE utiliza o mesmo critério dos ajustamentos inter-anuais considerada no Regulamento Tarifário, ou seja, a taxa de juro Euribor a três meses, média, determinada com base nos valores diários do período em causa, acrescida do *spread* de 1 ponto percentual.

II/C – PROVEITOS PERMITIDOS

O CT recomenda que a ERSE explicita e justifique os critérios de estabelecimento das amortizações dos activos regulados das empresas de infra-estruturas.

A ERSE ao analisar as reavaliações iniciais do valor dos activos, previstas no Decreto – Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, verificou que algumas empresas interpretaram a definição de reavaliação, constante dos artigos 68.º e 70.º, de forma pouco usual. Ou seja, reavaliaram o valor bruto dos activos imobilizados, sem terem efectuado correcção semelhante no caso das amortizações acumuladas, por esta via o acréscimo do valor da base de activos regulada resulta superior ao valor da inflação.

As reavaliações, construídas pelas empresas da forma descrita, obtiveram aprovação do Ministério das Finanças, pelo que a ERSE deu cumprimento ao aprovado e incluiu no cálculo do activo líquido médio a remunerar o valor da reavaliação apresentado pelas empresas.

Para efeitos de custos com amortizações do exercício, e agindo em coerência com os critérios pouco usuais das referidas reavaliações, entende que as amortizações do exercício a suportar pelos consumidores não devem incidir sobre a parcela da reavaliação.

Uma abordagem diferente relativamente à parcela das amortizações da reavaliação implicava, segundo a ERSE, contrariar a reavaliação homologada pelo Ministro das Finanças.

II/D – AJUSTAMENTOS

Tal como refere o CT algumas empresas reguladas enviaram contas auditadas, em data posterior a 15 de Abril, com alterações relativamente à versão anterior que tinha servido para cálculo dos proveitos permitidos. Refira-se que, do ponto de vista regulamentar, esta informação prevê-se ser remetida à ERSE até 15 de Dezembro do ano anterior ao da fixação de tarifas, de forma a ser devidamente tratada e validada para efeitos de cálculo.

Neste contexto há que analisar os novos dados, corrigir os proveitos em conformidade, sem deixar de ponderar os inconvenientes mencionados pelo CT: *“eventuais distorções e correcções posteriores podem ter como efeito o maior distanciamento entre a proposta apreciada e a eventual adopção final de tarifas e preços”*.

A ERSE irá acolher o parecer do CT e proceder à incorporação das referidas correcções nos proveitos permitidos. No entanto, algumas das correcções, nomeadamente as de maior materialidade, implicam procedimentos de validação e cálculo que inviabilizam a sua introdução imediata nas tarifas para 2010-2011, pelo que serão consideradas no próximo exercício tarifário.

II/E – DESVIOS E SUA RECUPERAÇÃO

Como referido pelo CT, o sistema instituído de determinação dos proveitos permitidos gera desvios em resultado de se utilizarem valores estimados e previsionais, sendo o correspondente ajustamento recuperado passados dois anos, com base nas contas devidamente auditadas.

Ora, o CT considera que a ERSE deveria ponderar a introdução de um patamar acima do qual se realizaria uma revisão extraordinária de tarifas e preços de modo a mitigar os impactes nas tarifas de anos subsequentes.

A ERSE já ponderou este tema aquando da revisão do Regulamento Tarifário (versão aprovada pelo Despacho n.º 4848/2010), tendo sido implementado um ajustamento intermédio no ano s-1 exactamente para minimizar os impactes nas tarifas de anos subsequentes.

Importa clarificar que os desvios que têm ocorrido nas empresas de infra-estruturas não têm sido sempre no mesmo sentido. No caso do transporte, começou por ser positivo passando nos dois anos seguintes a ser negativo. Na distribuição, o primeiro ajustamento, agora efectuado, é a devolver aos consumidores. E, por último, no terminal, o saldo entre proveitos facturados e custos reconhecidos nos primeiros três anos (muito por efeito do mecanismo de alisamento), resulta num montante a devolver aos consumidores nos próximos anos.

Porém, acresce referir, que alguns dos factores que provocaram os desvios nos primeiros anos de regulação nas empresas de infra-estruturas (por ex: previsão das quantidades) foram alterados, pelo que esta situação terá certamente sofrido significativas melhorias.

II/F – TARIFAS

II/F.1 – UGS

O CT considera que o sistema seria mais transparente se a ERSE fornecesse informação adicional sobre a determinação do preço da tarifa de UGS para cada categoria de consumidores do sistema, dado o acréscimo que esta tarifa sofreu com a UGS II.

Com o fim decretado das tarifas reguladas de venda a clientes finais, a ERSE passa a publicar apenas as tarifas para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Assim, a análise da contribuição da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente da sua nova parcela II, para as tarifas dos vários grupos de consumidores encontra-se apresentada no contexto das tarifas de acesso às redes, no capítulo 5 do documento justificativo das tarifas.

II/F.2 – TARIFAS DE ARMAZENAMENTO

A ERSE concorda que o preço do armazenamento de GNL deve ser superior ao do armazenamento subterrâneo, garantindo-se que as reservas estratégicas sejam preferencialmente constituídas no armazenamento subterrâneo.

Deste modo, o preço de armazenamento de GNL foi revisto, sendo o mesmo igual ao preço do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extracção, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo. Esta alteração garante que não existe incentivo aos utilizadores a optar por manter as reservas de segurança de gás no armazenamento do terminal e não no armazenamento subterrâneo.

A ERSE mantém a sua proposta de injeção comercial de gás no terminal por contra-fluxo a custo zero, uma vez que a alteração do preço do armazenamento de GNL garante a não utilização do terminal para armazenamento de longa duração.

II/F.3 – TARIFA SOCIAL

A ERSE partilha da visão do CT, considerando que a protecção dos consumidores mais vulneráveis deve assumir a maior relevância na agenda dos decisores políticos e da sociedade em geral, configurando-se, actualmente, como um desafio que se apresenta à regulação do sector de gás natural.

A Directiva n.º 2009/73/CE, de 13 de Julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural, consagra a necessidade de protecção dos consumidores vulneráveis.

Neste contexto, importa adoptar medidas concretas de protecção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com a referida directiva. Tal como referido pelo CT esta matéria é da competência do Governo, contudo a ERSE dará o seu contributo efectuando uma reflexão alargada sobre a aplicação de tarifas sociais e o conceito de consumidor "economicamente mais vulnerável", que deverá ser baseado num critério de pobreza em linha com critérios já adoptados pelo Ministério da Segurança Social, e concretizar as formas de melhor garantir o acesso destes consumidores ao serviço de fornecimento de gás natural.

A abrangência das medidas de protecção dos consumidores pode ser grande, tendo-se por exemplo na área das disposições de natureza comercial: informação dedicada, formas de contacto e de pagamento diferenciadas, assistência na gestão dos encargos familiares, especial protecção contra variações bruscas de preços, tipo de serviços orientados, ajuda e informação na área da utilização racional de energia e de soluções mais eficientes, não interrupção no período de Inverno, entre outras.

II/G – METAS DE EFICIÊNCIA

O CT recomenda um conjunto de alterações às metas de eficiência propostas pela ERSE para os proveitos relacionados com os custos operacionais das actividades reguladas do sector do gás natural. O CT pronuncia-se sobre dois aspectos: i) o ponto de partida, i.e., a base de custos para o período de regulação e ii) a escolha dos indutores de custos e o peso relativo dos mesmos, recomendando um menor peso relativo do "driver" energia "de forma a evitar que recaia sobre as empresas reguladas o risco da não aderência das previsões da ERSE com a realidade.

A ERSE deu acolhimento à generalidade das recomendações do CT nesta matéria. No entanto, as alterações são distintas consoante a actividade em causa, pois nem todos os aspectos mencionados são aplicáveis a todas as actividades reguladas.

No que diz respeito às actividades do Terminal e do Transporte de gás natural, o CT sugeriu à ERSE, após a audição pública da proposta de revisão regulamentar, que a aplicação de metas de eficiência se deveria alargar a estas actividades. A ERSE acolheu favoravelmente esta sugestão, tendo porém sublinhado que não poderia desenvolver um estudo deste tipo no curto período que permeava a sugestão do CT e a apresentação da proposta de tarifas, remetendo para o período regulatório em curso o desenvolvimento de um estudo dessa natureza. Assim, para superar esta situação, a ERSE interagiu com os diferentes *stakeholders*, tendo iniciado o processo antes da apresentação da proposta ao CT e continuado após a apresentação ao mesmo. Finalizado este processo, a ERSE incorpora na versão final do documento de tarifas e parâmetros para o próximo período regulatório as sugestões do CT, no sentido de diminuir o peso relativo do *driver* “energia” nas actividades do Terminal e do Transporte, incorporando outros *drivers* de custo, nomeadamente o *driver* “capacidade de emissão” no caso das actividades do terminal e os *drivers* “comprimentos de rede” e “número de GRMS” no caso da actividade de Transporte de gás natural.

No que diz respeito à actividade de Distribuição de gás natural, a definição de metas de eficiência a aplicar nessa actividade para o período regulatório 2010-2013 assenta num estudo que, tal como programado aquando da apresentação da proposta de revisão regulamentar, acompanhou a actual proposta de tarifas e parâmetros submetida ao CT. No seguimento das sugestões recebidas do CT após a apresentação do referido estudo, a ERSE concordou em alterar a base de custos da actividade de Distribuição de gás natural de modo a incorporar alguns efeitos decorrentes das alterações legislativas nos custos líquidos de proveitos das empresas reguladas da actividade de Distribuição de gás natural. Saliente-se que pelo seu carácter pioneiro, a aplicação das conclusões do estudo, pela ERSE, no decorrer do período regulatório beneficiará das sugestões e contributos de todos os *stakeholders* envolvidos.

No que diz respeito à actividade de Comercialização de gás natural para os clientes com consumos inferiores a 10 000 m³, a ERSE acolheu favoravelmente a sugestão de alteração do peso relativo do *driver* de custo “energia” devido à natureza desta actividade, tendo em consequência aumentado o peso relativo do *driver* “número de clientes”, de 50% para 60%, e diminuído o peso relativo do *driver* de custo “energia”, de 50% para 40%.

II/H – TAXAS DE SUBSOLO

A ERSE entende e solidariza-se com o CT na preocupação demonstrada pelo efeito que a soma das Taxas de Ocupação do Subsolo terá no valor a pagar pelos consumidores de gás natural. Nesse sentido, foram transmitidas orientações às empresas para inclusão destas taxas na factura, tendo sido dada especial ênfase à informação a prestar aos consumidores seja através da internet, seja na própria factura, nomeadamente sobre quem tem o ónus de proceder ao pagamento, qual o montante e quem é o beneficiário directo destas taxas.

Regista-se a recomendação de que a ERSE desenvolva esforços junto da associação representativa dos Municípios, no sentido de se conseguir moderação nos valores, convergência de critérios e isenção de pagamento nos casos que se justifiquem. A ERSE, sem deixar de reiterar que fará o que estiver ao seu alcance para obter resultados favoráveis, sublinha que esta matéria não é da sua competência.

II/I – MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO PREVISTOS NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

A proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2010-2011 e Parâmetros para o Período de Regulação 2010-2013” incorpora, à semelhança de anos anteriores, os mecanismos de compensação previstos nos Contratos de Concessão da actividade de Distribuição de gás natural, assegurando o equilíbrio económico-financeiro das concessionárias, nos termos previstos no artigo 3.º dos seus Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

No que respeita às reavaliações sucessivas, mencionadas no artigo 39.º dos referidos contratos de concessão, a ERSE não tem conhecimento de qualquer acto ou documento, emitido por entidades competentes para o efeito, no sentido de accionar as referidas reavaliações de forma a que possam produzir efeito nas tarifas a publicar para o ano gás 2010-2011, não sendo de sua competência o processo de reavaliação.

II/J – PREÇOS DOS OUTROS SERVIÇOS

II/J.1 – PREÇO DA LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O preço para a realização de leituras extraordinárias que constava da proposta submetida a parecer do Conselho Tarifário correspondia ao valor proposto à ERSE pelos operadores das redes de distribuição, nos termos estabelecidos no artigo 161.º do Regulamento de Relações Comerciais.

No seu parecer, o Conselho Tarifário refere as vantagens de proceder ao cálculo do preço do serviço de leitura extraordinária com base nos custos de cada empresa ponderados pelo número de vezes que este serviço foi prestado no ano gás 2008-2009.

A aplicação da metodologia sugerida pelo Conselho Tarifário revelou-se impossível de levar à prática devido à inexistência de informação fiável sobre o número de vezes que o serviço de leitura extraordinária foi prestado por cada uma das empresas.

Neste contexto, a ERSE decidiu manter a sua proposta, que coincide com o valor proposto pelos operadores das redes de distribuição.

II/J.2 – PREÇO DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO

Atendendo à disparidade de custos apresentados pelos operadores das redes de distribuição para a prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, a proposta de preços da ERSE foi elaborada tendo por base os custos mais eficientes apresentados e a adopção de critérios que visavam evitar variações anuais significativas nestes preços, em linha com as orientações seguidas no sector eléctrico após recomendação do Conselho Tarifário expressa no Parecer sobre “Proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2004”.

Considerando o actual parecer unânime do Conselho Tarifário de que os preços devem reflectir a totalidade dos custos, a ERSE tentou proceder ao cálculo dos valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento com base nos custos de cada empresa ponderados pelo número de vezes que este serviço foi prestado no ano gás 2008-2009. A aplicação desta metodologia conduziria a valores superiores aos propostos à ERSE pelos operadores das redes de distribuição. Acresce que a informação disponível sobre o número de vezes que cada serviço foi prestado não é completa, designadamente no que respeita ao número de serviços prestados no período nocturno.

Tendo em conta estes factos, a ERSE decidiu, à semelhança do preço da leitura extraordinária, considerar que a proposta de preços apresentada pelos operadores das redes de distribuição reflecte razoavelmente os custos médios de prestação destes serviços.

Tendo em conta o anteriormente exposto, os preços aprovados pela ERSE para os serviços de interrupção e restabelecimento correspondem aos preços propostos pelos operadores das redes de distribuição, o que representa aumentos entre os 2% e os 5% face aos valores que vigoraram no ano gás 2009-2010.