

**AJUSTAMENTOS REFERENTES AO
2.º SEMESTRE DE 2009 E AO ANO 2010
A REPERCUTIR EM 2011-2012**

Junho 2011

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DO 2.º SEMESTRE DE 2009, DO ANO CIVIL DE 2010 E DOS ANOS GÁS 2009-2010 E 2010-2011	3
2.1	Ajustamentos do 2.º semestre de 2009	4
2.1.1	Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural, Transporte de gás natural e Gestão Técnica Global do SNGN.....	4
2.1.2	Proveitos permitidos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte	5
2.1.3	Distribuição de gás natural.....	5
2.1.4	Comercialização de último recurso a grandes clientes.....	6
2.1.5	Comercialização de último recurso retalhista	6
2.2	Ajustamentos do ano civil 2010	6
2.2.1	Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural, Transporte de gás natural e Gestão Técnica Global do SNGN.....	7
2.2.2	Proveitos permitidos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte	7
2.2.3	Distribuição de gás natural.....	7
2.2.4	Comercialização de último recurso a grandes clientes.....	8
2.2.5	Comercialização de último recurso retalhista	8
2.3	Ajustamentos da actividade de Compra e Venda de gás natural dos anos gás 2009-2010 e 2010-2011.....	9
2.3.1	Comercializador do SNGN.....	9
2.3.2	Comercializador de último recurso grossista	9
2.3.3	Comercializadores de último recurso retalhistas	10
2.3.4	Ajustamento dos valores recuperados pela tarifa de UGS relativos ao diferencial da extinção das tarifas	11
2.3.5	Ajustamentos dos valores recuperados pela tarifa de UGS relativos à sustentabilidade dos mercados livre e regulados	12
3	AJUSTAMENTOS REFERENTES AO 2.º SEMESTRE DE 2009	13
3.1	Actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL - REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	13
3.1.1	Função de Recepção de GNL.....	14
3.1.2	Função de Armazenamento de GNL	15
3.1.3	Função de Regaseificação de GNL	16
3.1.4	Ilhas de Abastecimento de Camiões Cisternas	17
3.1.5	Terminal de GNL	18
3.2	Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	19
3.2.1	REN Armazenagem, S.A.....	19
3.2.1.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos.....	19
3.2.1.2	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	21
3.2.1.3	Custos de exploração	22
3.2.2	Transgás Armazenagem, S.A.	23
3.2.2.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos.....	23
3.2.2.2	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	24

3.2.2.3	Custos de exploração	26
3.3	Transporte de gás natural – REN Gasodutos, S.A.	26
3.3.1	Actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	26
3.3.1.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos.....	26
3.3.1.2	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	27
3.3.2	Actividade de Transporte de gás natural	29
3.4	Actividade de Distribuição de gás natural	30
3.4.1	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	32
3.4.1.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Beiragás	32
3.4.1.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Beiragás.....	32
3.4.2	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	33
3.4.2.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Dianagás	33
3.4.2.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Dianagás.....	34
3.4.3	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	35
3.4.3.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Duriensegás.....	35
3.4.3.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Duriensegás.....	36
3.4.4	Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	37
3.4.4.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Lisboagás	37
3.4.4.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Lisboagás GDL	38
3.4.5	Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	39
3.4.5.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Lusitaniagás.....	39
3.4.5.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Lusitaniagás.....	40
3.4.6	Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	41
3.4.6.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Medigás	41
3.4.6.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Medigás	42
3.4.7	Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	43
3.4.7.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Paxgás.....	43
3.4.7.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Paxgás.....	44
3.4.8	Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	45
3.4.8.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Portgás	45
3.4.8.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Portgás	46
3.4.9	Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	47
3.4.9.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Setgás	47
3.4.9.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Setgás.....	48
3.4.10	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	49
3.4.10.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Sonorgás	49
3.4.10.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Sonorgás	50
3.4.11	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	52
3.4.11.1	Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Tagusgás.....	52
3.4.11.2	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas UGS e URT da Tagusgás	52
3.5	Actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	53
3.6	Actividade de Comercialização de último recurso retalhista.....	54
3.6.1	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	56
3.6.2	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	57
3.6.3	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	57
3.6.4	EDP Gás Serviço Universal, S.A.....	58
3.6.5	Lisboagás Comercialização, S.A.	59

3.6.6	Lusitaniagás Comercialização, S.A.....	60
3.6.7	Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.....	61
3.6.8	Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	62
3.6.9	Setgás Comercialização, S.A.....	63
3.6.10	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	64
3.6.11	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	65
3.7	Proveitos a proporcionar por actividade.....	66
4	AJUSTAMENTOS REFERENTES AO ANO CIVIL 2010	69
4.1	Actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL - REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.....	69
4.2	Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	71
4.2.1	REN Armazenagem, S.A.....	71
4.2.2	Transgás Armazenagem, S.A.	71
4.3	Transporte de gás natural – REN Gasodutos, S.A.	72
4.3.1	Actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	72
4.3.2	Actividade de Transporte de gás natural	74
4.4	Actividade de Distribuição de gás natural	75
4.4.1	Beiragás – Companhia de Gás das Beiras, S.A.	75
4.4.2	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.....	76
4.4.3	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	78
4.4.4	Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	80
4.4.5	Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	82
4.4.6	Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.....	84
4.4.7	Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	86
4.4.8	Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.....	88
4.4.9	Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	90
4.4.10	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	92
4.4.11	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	94
4.5	Actividade de Comercialização de último recurso em regime transitório a grandes clientes.....	96
4.6	Actividade de Comercialização de último recurso retalhista.....	97
4.6.1	Beiragás – Companhia de Gás das Beiras, S.A.	99
4.6.2	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.....	99
4.6.3	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	100
4.6.4	EDP Gás Serviço Universal, S.A.....	101
4.6.5	Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	102
4.6.6	Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	103
4.6.7	Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.....	104
4.6.8	Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	105
4.6.9	Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	106
4.6.10	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	107
4.6.11	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	108
4.7	Proveitos a proporcionar por actividade.....	109
5	AJUSTAMENTOS REFERENTES AO ANO GÁS 2009-2010.....	111

5.1	Comercializador do SNGN.....	111
5.2	Comercializador de último recurso grossista	111
5.2.1	Actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso.....	111
5.2.2	Actividade de Comercialização de Gás Natural a grandes clientes	112
5.3	Comercializadores de último recurso retalhistas	113
5.3.1	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.....	113
5.3.2	Dianagás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	115
5.3.3	Duriensegás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.....	116
5.3.4	EDP Gás Serviço Universal, S.A.....	118
5.3.5	Lisboagás Comercialização, S.A.	119
5.3.6	Lusitaniagás Comercialização, S.A.....	121
5.3.7	Medigás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	122
5.3.8	Paxgás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.....	123
5.3.9	Setgás Comercialização, S.A.....	125
5.3.10	Sonorgás – Sociedade de Gás do Norte, S.A.....	126
5.3.11	Tagusgás – Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	127
6	AJUSTAMENTOS REFERENTES AO ANO GÁS 2010-2011.....	129
6.1	Comercializador de último recurso grossista	129
6.1.1	Actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso.....	129
6.2	Comercializadores de último recurso retalhistas	130
6.2.1	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	131
6.2.2	Dianagás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	131
6.2.3	Duriensegás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.....	132
6.2.4	EDP Gás Serviço Universal, S.A.....	133
6.2.5	Lisboagás Comercialização, S.A.	134
6.2.6	Lusitaniagás Comercialização, S.A.....	135
6.2.7	Medigás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	136
6.2.8	Paxgás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.....	137
6.2.9	Setgás Comercialização, S.A.....	138
6.2.10	Sonorgás – Sociedade de Gás do Norte, S.A.....	139
6.2.11	Tagusgás – Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	140
6.3	Ajustamento dos valores recuperados pela tarifa de UGS I relativos ao diferencial da extinção das tarifas	141
6.4	Ajustamentos dos valores recuperados pela tarifa de UGS relativos à sustentabilidade dos mercados livre e regulados	142
	ANEXO - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL.....	143
I.	REN Atlântico, Terminal de GNL, SA.....	144
II.	REN Armazenagem, SA	148
III.	Transgás Armazenagem S.A.....	151
IV.	REN - Gasodutos, S.A.	154

V.	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	159
VI.	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	166
VII.	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	173
VIII.	EDP Gás Serviço Universal, S.A.	180
IX.	Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	185
X.	Lisboagás Comercialização, S.A.	189
XI.	Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	194
XII.	Lusitaniagás Comercialização, S.A.	198
XIII.	Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	203
XIV.	Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	210
XV.	Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	217
XVI.	Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	221
XVII.	Setgás Comercialização, S.A.	225
XVIII.	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	230
XIX.	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	240
XX.	Transgás S.A.	247

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Ajustamentos das infra-estruturas de Transporte referentes ao 2.º semestre de 2009.....	4
Quadro 2-2 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de UGS referentes ao 2.º semestre de 2009	5
Quadro 2-3 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de URT referentes ao 2.º semestre de 2009.....	5
Quadro 2-4 - Ajustamentos da Distribuição de gás natural referentes ao 2.º semestre de 2009.....	5
Quadro 2-5 - Ajustamentos do comercializador de último recurso a grandes clientes referentes ao 2.º semestre de 2009.....	6
Quadro 2-6 - Ajustamentos da actividade de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao 2.º semestre de 2009.....	6
Quadro 2-7 - Ajustamentos das infra-estruturas de Transporte referentes ao ano civil 2010	7
Quadro 2-8 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de UGS referente ao ano civil 2010	7
Quadro 2-9 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de URT referente ao ano civil 2010.....	7
Quadro 2-10 - Ajustamentos da Distribuição de gás natural referentes ao ano civil 2010.....	8
Quadro 2-11 - Ajustamentos do comercializador de último recurso a grandes clientes referentes ao ano civil 2010.....	8
Quadro 2-12 - Ajustamentos da actividade de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2010.....	8
Quadro 2-13 - Ajustamentos da Compra e Venda de gás natural referentes ao ano gás 2009-2010.....	9
Quadro 2-14 - Ajustamentos do comercializador de último recurso grossista referentes ao ano gás 2009-2010.....	9
Quadro 2-15 - Ajustamentos do comercializador de último recurso grossista referentes ao ano gás 2010-2011	10
Quadro 2-16 - Ajustamentos do comercializador de último recurso grossista referentes ao ano gás 2010-2011	10
Quadro 2-17 - Ajustamentos dos comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano gás 2009-2010.....	11
Quadro 2-18 - Ajustamentos dos comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano gás 2010-2011.....	11
Quadro 2-19 - Diferenças apuradas relativas à extinção das tarifas do 1.º semestre de 2010.....	11
Quadro 2-20 – Diferenças apuradas referentes à sustentabilidade dos mercados livre e regulado do ano gás 2010-2011.....	12
Quadro 3-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na função de Recepção de GNL	15
Quadro 3-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na função de Armazenamento de GNL	16
Quadro 3-3 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na função de Regaseificação de GNL	17
Quadro 3-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos das ilhas de abastecimento de camiões cisternas.....	18
Quadro 3-5 - Ajustamento dos proveitos permitidos do Terminal de GNL do 2.º semestre de 2009....	19
Quadro 3-6 - Cálculo do ajustamento na actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	20
Quadro 3-7 - Movimentos no activo líquido a remunerar.....	21

Quadro 3-8 - Custo com capital na REN Armazenagem	22
Quadro 3-9 - Custos de exploração	22
Quadro 3-10 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Armazenamento Subterrâneo	24
Quadro 3-11 - Movimentos no activo líquido a remunerar	25
Quadro 3-12 - Custo com capital na Transgás Armazenagem.....	26
Quadro 3-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	27
Quadro 3-14 - Movimentos no activo líquido a remunerar	28
Quadro 3-15 - Custo com capital na actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	29
Quadro 3-16 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Transporte de gás natural.....	30
Quadro 3-17 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Beiragás.....	32
Quadro 3-18 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS	33
Quadro 3-19 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	33
Quadro 3-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Dianagás.....	34
Quadro 3-21 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS	34
Quadro 3-22 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	35
Quadro 3-23 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Duriensegás.....	36
Quadro 3-24 – Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS	36
Quadro 3-25 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	37
Quadro 3-26 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Lisboaagás.....	38
Quadro 3-27 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS.....	38
Quadro 3-28 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	39
Quadro 3-29 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Lusitaniagás.....	40
Quadro 3-30 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS.....	40
Quadro 3-31 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	41
Quadro 3-32 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Medigás	42
Quadro 3-33 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS.....	42
Quadro 3-34 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	43
Quadro 3-35 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Paxgás.....	44
Quadro 3-36 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS.....	44
Quadro 3-37 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	45
Quadro 3-38 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Portgás.....	46
Quadro 3-39 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS.....	46
Quadro 3-40 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	47
Quadro 3-41 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Setgás.....	48
Quadro 3-42 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS.....	49
Quadro 3-43 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	49

Quadro 3-44 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Sonorgás.....	50
Quadro 3-45 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS.....	51
Quadro 3-46 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT.....	51
Quadro 3-47 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Tagusgás.....	52
Quadro 3-48 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS.....	53
Quadro 3-49 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT.....	53
Quadro 3-50 - Ajustamento resultante da aplicação das tarifas de Comercialização de gás natural no 2º semestre de 2009.....	54
Quadro 3-51 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização da Beiragás repartido por escalão de consumo.....	56
Quadro 3-52 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Dianagás repartido por escalão de consumo.....	57
Quadro 3-53 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Duriensegás repartido por escalão de consumo.....	58
Quadro 3-54 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização da EDP Gás repartido por escalão de consumo.....	59
Quadro 3-55 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização da LisboaGás Comercialização repartido por escalão de consumo.....	60
Quadro 3-56 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização da Lusitaniagás Comercialização repartido por escalão de consumo.....	61
Quadro 3-57 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Medigás repartido por escalão de consumo.....	62
Quadro 3-58 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Paxgás repartido por escalão de consumo.....	63
Quadro 3-59 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Setgás Comercialização repartido por escalão de consumo.....	64
Quadro 3-60 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Sonorgás repartido por escalão de consumo.....	65
Quadro 3-61 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Tagusgás repartido por escalão de consumo.....	66
Quadro 3-62 - Proveitos permitidos no 2.º semestre de 2009 e ajustamentos no ano gás 2011-2012.....	67
Quadro 4-1 - Ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	70
Quadro 4-2 - Ajustamento dos proveitos permitidos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	71
Quadro 4-3 - Ajustamento dos proveitos permitidos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	72
Quadro 4-4 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	73
Quadro 4-5 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Transporte de gás natural.....	74
Quadro 4-6 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Beiragás.....	75
Quadro 4-7 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Beiragás.....	76

Quadro 4-8 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Beiragás	76
Quadro 4-9 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Dianagás.....	77
Quadro 4-10 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Dianagás	78
Quadro 4-11 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Dianagás.....	78
Quadro 4-12 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Duriensegás.....	79
Quadro 4-13 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Duriensegás	80
Quadro 4-14 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Duriensegás.....	80
Quadro 4-15 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Lisboaagás	81
Quadro 4-16 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Lisboaagás	82
Quadro 4-17 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Lisboaagás.....	82
Quadro 4-18 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Lusitaniagás.....	83
Quadro 4-19 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Lusitaniagás	84
Quadro 4-20 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Lusitaniagás.....	84
Quadro 4-21 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Medigás	85
Quadro 4-22 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Medigás	86
Quadro 4-23 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Medigás.....	86
Quadro 4-24 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Paxgás.....	87
Quadro 4-25 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Paxgás.....	88
Quadro 4-26 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Paxgás	88
Quadro 4-27 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Portgás	89
Quadro 4-28 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Portgás	90
Quadro 4-29 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Portgás.....	90
Quadro 4-30 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Setgás.....	91
Quadro 4-31 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Setgás.....	92
Quadro 4-32 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Setgás	92
Quadro 4-33 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Sonorgás	93
Quadro 4-34 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Sonorgás	94
Quadro 4-35 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Sonorgás.....	94
Quadro 4-36 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Tagusgás.....	95
Quadro 4-37 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Tagusgás	96
Quadro 4-38 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Tagusgás	96

Quadro 4-39 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes	97
Quadro 4-40 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Beiragás.....	99
Quadro 4-41 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Dianagás.....	100
Quadro 4-42 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Duriensegás.....	101
Quadro 4-43 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da EDP Gás	102
Quadro 4-44 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Lisboaagás.....	103
Quadro 4-45 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Lusitaniagás.....	104
Quadro 4-46 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Medigás	105
Quadro 4-47 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Paxgás	106
Quadro 4-48 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Setgás.....	107
Quadro 4-49 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Sonorgás.....	108
Quadro 4-50 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Tagusgás	109
Quadro 4-51 - Proveitos permitidos no ano 2010 e ajustamentos no ano gás 2011-2012	110
Quadro 5-1 - Ajustamento em 2011-2012 do custo da energia de 2009-2010.....	112
Quadro 5-2 - Ajustamento dos Custos com a Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista.....	113
Quadro 5-3 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Beiragás repartido por escalão de consumo.....	114
Quadro 5-4 - Desvio da aditividade tarifária da Beiragás	115
Quadro 5-5 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Dianagás repartido por escalão de consumo.....	115
Quadro 5-6 - Desvio da aditividade tarifária da Dianagás	116
Quadro 5-7 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Duriensegás repartido por escalão de consumo.....	117
Quadro 5-8 - Desvio da aditividade tarifária da Duriensegás	117
Quadro 5-9 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da EDP Gás repartido por escalão de consumo	118
Quadro 5-10 - Desvio da aditividade tarifária da EDP Gás.....	119
Quadro 5-11 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Lisboaagás repartido por escalão de consumo	120
Quadro 5-12 - Desvio da aditividade tarifária da Lisboaagás	120
Quadro 5-13 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo.....	121

Quadro 5-14 - Desvio da aditividade tarifária da Lusitaniagás	122
Quadro 5-15 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás repartido por escalão de consumo	122
Quadro 5-16 - Desvio da aditividade tarifária da Medigás	123
Quadro 5-17 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Paxgás repartido por escalão de consumo	124
Quadro 5-18 - Desvio da aditividade tarifária da Paxgás.....	124
Quadro 5-19 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Setgás repartido por escalão de consumo.....	125
Quadro 5-20 - Desvio da aditividade tarifária da Setgás	126
Quadro 5-21 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Sonorgás repartido por escalão de consumo.....	126
Quadro 5-22 - Desvio da aditividade tarifária da Sonorgás	127
Quadro 5-23 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Tagusgás repartido por escalão de consumo	128
Quadro 5-24 - Desvio da aditividade tarifária da Tagusgás.....	128
Quadro 6-1 - Ajustamento em 2011-2012 do custo da energia de 2010-2011.....	130
Quadro 6-2 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Beiragás repartido por escalão de consumo.....	131
Quadro 6-3 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Dianagás repartido por escalão de consumo.....	132
Quadro 6-4 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Duriensegás repartido por escalão de consumo.....	133
Quadro 6-5 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da EDP Gás repartido por escalão de consumo	134
Quadro 6-6 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Lisboaagás repartido por escalão de consumo.....	135
Quadro 6-7 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo.....	136
Quadro 6-8 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás repartido por escalão de consumo	137
Quadro 6-9 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Paxgás repartido por escalão de consumo	138
Quadro 6-10 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Setgás repartido por escalão de consumo.....	139
Quadro 6-11 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Sonorgás repartido por escalão de consumo.....	140
Quadro 6-12 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Tagusgás repartido por escalão de consumo	141
Quadro 6-13 - Diferenças apuradas relativas à extinção das tarifas do 1.º semestre de 2010.....	142
Quadro 6-14 – Diferenças apuradas referentes à sustentabilidade dos mercados livre e regulado do ano gás 2010-2011.....	142

1 INTRODUÇÃO

Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2011-2012 respeitam aos anos gás t-1 e t-2 e ao ano civil s-1. No caso do ano gás t-2, excepcionalmente e devido à obrigatoriedade de alteração do sistema contabilístico nacional a partir de 1 de Janeiro de 2010, foi decidido fazer o ajustamento somente de um semestre - 2.º semestre de 2009 -, em virtude da contabilização ainda poder ser efectuada segundo o disposto no Plano Oficial de Contabilidade (POC). O ajustamento definitivo do 2.º semestre do ano gás t-2 (1.º semestre de 2010) será repercutido nas tarifas do próximo ano gás (2012-2013), permitindo desta forma dar cumprimento ao disposto no novo Regulamento Tarifário, que estabelece que os ajustamentos sejam feitos em ano civil.

Assim, nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 foram repercutidos ajustamentos definitivos do ano gás t-2 (2.º semestre de 2009) para todas as actividades reguladas e do ano gás 2009-2010 para a actividade de Compra e Venda de gás natural. Foram ainda repercutidos ajustamentos provisórios do ano civil s-1 (2010) e do ano gás 2010-2011 para a actividade de Compra e Venda de gás natural.

Para o 2.º semestre de 2009, baseados no balanço de gás e nas contas reguladas reais, comparam-se os valores facturados com os proveitos permitidos aceites pela ERSE, tendo em conta os valores reais ocorridos, determinando-se, assim, o ajustamento a repercutir no ano gás 2011-2012.

Relativamente ao ano 2010 calculou-se o valor do ajustamento provisório a repercutir nos proveitos permitidos das actividades acima referidas.

No caso da actividade de Compra e Venda de gás natural, atendendo a que se encontra sujeita a revisões trimestrais das tarifas transitórias dos clientes com consumos anuais > 10 000 m³ (n), optou-se por efectuar o ajustamento definitivo do ano gás t-2 (2009-2010).

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

Este documento encontra-se estruturado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se uma síntese dos ajustamentos efectuados, subdivididos pelos que se referem ao 2.º semestre de 2009, ao ano civil 2010 e aos anos gás 2009-2010 e 2010-2011;
- No capítulo 3 analisam-se os custos e os proveitos, bem como os activos imobilizados e os subsídios ao investimento e procede-se ao cálculo dos ajustamentos do 2.º semestre de 2009;
- No capítulo 4 analisam-se os custos e os proveitos, bem como os activos imobilizados e os subsídios ao investimento e procede-se ao cálculo dos ajustamentos do ano civil 2010;
- No capítulo 5 analisam-se os custos e os proveitos da compra e venda de gás natural e procede-se ao cálculo dos ajustamentos do ano gás 2009-2010;

- No capítulo 6 analisam-se os custos e os proveitos da compra e venda de gás natural e procede-se ao cálculo dos ajustamentos do ano gás 2010-2011;
- No Anexo apresentam-se as demonstrações financeiras enviadas por cada uma das empresas reguladas.

Os ajustamentos apresentados, bem como a respectiva actualização financeira, foram calculados de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Despacho n.º 4 878/2010, de 18 de Março, sem prejuízo da parcela dos proveitos permitidos seguir a metodologia definida no Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 19 624-A/2006, de 25 de Setembro, conforme previsto no Artigo 164º.

2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DO 2.º SEMESTRE DE 2009, DO ANO CIVIL DE 2010 E DOS ANOS GÁS 2009-2010 E 2010-2011

O modelo de regulação definido pela ERSE contempla ajustamentos a repercutir nas tarifas passado dois anos, calculados com base em contas auditadas. Nas alterações tarifárias efectuadas no ano passado passaram a existir ajustamentos provisórios relativos ao ano anterior. Assim, nas tarifas do ano gás 2011-2012 são repercutidos ajustamentos do ano t-2 ¹, do ano s-1 ² e os ajustamentos efectuados em ano gás, relativos à compra e venda de gás natural dos anos 2009-2010 e 2010-2011.

No Quadro 2-1 apresenta-se a síntese da totalidade dos ajustamentos, calculados para todas as actividades, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 2-1 – Síntese dos ajustamentos do ano gás t-2 e do ano s-1

Unidade: 10³ euros

	Ajustamentos a repercutir no ano gás 2011-2012		
	Ano gás t-2	Ano gás t-1 e Ano civil s-1	Total
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	-3 287	-8 121	-11 408
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	-569	-2 638	-3 207
Proveitos do operador da rede de Transporte de gás natural	-6 082	-13 873	-19 955
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	-27 031	28 710	1 679
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	-8 619	10 398	1 780
Proveitos da função de Comercialização a grandes clientes	-2 085	-1 199	-3 285
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	-3 659	375	-3 284
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	0	0	0
Proveitos da função de Comercialização	-3 659	375	-3 284
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³	-5 188	-1 826	-7 014
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	8 455	-3 582	4 872
Ajustamento aditividade tarifária	-12 171	0	-12 171
Proveitos da função de Comercialização	-1 472	1 756	284
Total	-56 519	11 826	-44 693

¹ Excepcionalmente só foi considerado o 1.º semestre do ano gás t-2 (2.º semestre de 2009) devido à mudança do sistema contabilístico em 1 de Janeiro de 2010.

² Efectuado pela primeira vez e em ano civil (2010).

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos.

Assim, apresenta-se seguidamente, por tipo de ajustamento, a taxa e o *spread* aplicado.

	2009-2010	2.º semestre 2009	2010	2010-2011
Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do 2.º semestre de 2009		0,7970%		
Spread no 2.º semestre de 2009, em pontos percentuais.		1,0%		
Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1			0,8143%	
Spread no ano s-1, em pontos percentuais.			2,0%	
Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás t-2	0,7369%			
Spread no ano t-2, em pontos percentuais.	1,0%			
Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás t-1				1,0440%
Spread no ano t-1, em pontos percentuais.				2,0%

Como referido na introdução, passamos a apresentar os ajustamentos a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

2.1 AJUSTAMENTOS DO 2.º SEMESTRE DE 2009

Os ajustamentos do 2.º semestre de 2009 das empresas reguladas do sector do gás natural a repercutir no ano gás 2011-2012 apresentam-se seguidamente de forma sintetizada e por actividade.

2.1.1 RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL, ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL, TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

No Quadro 2-2 podem visualizar-se os ajustamentos do 2.º semestre de 2009.

Quadro 2-2 - Ajustamentos das infra-estruturas de Transporte referentes ao 2.º semestre de 2009

	Unidade: 10 ³ EUR				
	REN Atlântico	REN Gasodutos	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem	Total
Ajustamentos do 2º semestre de 2009	-3 287	-6 082	-388	-181	-9 937
Total dos ajustamentos	-3 287	-6 082	-388	-181	-9 937

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.1.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE USO GLOBAL DO SISTEMA E DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos Quadros 2-3 e Quadro 2-4 podem visualizar-se os ajustamentos do 2.º semestre de 2009.

Quadro 2-3 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de UGS referentes ao 2.º semestre de 2009

	Unidade: 10 ³ EUR											
	Beiraçgás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitánlagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás *	Tagusgás	Total
Devio do 2.º semestre de 2009	9	0	0	-32	-13	0	0	12	0	0	1	-23
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	10	0	0	-34	-14	0	0	12	0	0	1	-24

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

Quadro 2-4 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de URT referentes ao 2.º semestre de 2009

	Unidade: 10 ³ EUR											
	Beiraçgás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitánlagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás *	Tagusgás	Total
Devio do 2.º semestre de 2009	-231	23	29	-831	-1 397	30	-9	-18	-3	-73	46	-2 433
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-242	24	30	-870	-1 462	32	-9	-19	-3	-112	48	-2 582

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

* Inclui 36 milhares de euros relativos a ajustamentos de t-3.

2.1.3 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No Quadro 2-5 podem visualizar-se os ajustamentos do 2.º semestre de 2009.

Quadro 2-5 - Ajustamentos da Distribuição de gás natural referentes ao 2.º semestre de 2009

	Unidade: 10 ³ EUR											
	Beiraçgás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitánlagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás *	Tagusgás	Total
Devio do 2.º semestre de 2009	-840	110	-204	-9 701	-6 619	373	-11	-3 321	-2 924	-96	-103	-23 336
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-879	115	-213	-10 153	-6 938	398	-12	-3 476	-3 060	-101	-107	-24 434

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.1.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

No Quadro 2-6 podem visualizar-se os ajustamentos do 2.º semestre de 2009.

Quadro 2-6 - Ajustamentos do comercializador de último recurso a grandes clientes referentes ao 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2009-2010	Juros do ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2009-2010	Total dos ajustamentos em 2011-2012 dos proveitos relativos a 2009-2010
	(1)	(2) = (1) x [((1+i _{t-2})x(1+i _{t-1}))-1]	(3)=(1)+(2)
Comercialização	-1 993	-93	-2 085
Total	-1 993	-93	-2 085

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.1.5 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-7 sintetiza, por empresa regulada, os valores dos ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009.

Quadro 2-7 - Ajustamentos da actividade de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total CUR k
Ajustamento Comercialização do 2º semestre 2009	181	-15	100	-251	-4 417	-478	42	-6	-65	31	-254	-5 131

2.2 AJUSTAMENTOS DO ANO CIVIL 2010

De acordo com o disposto no Regulamento Tarifário foram calculados os ajustamentos provisórios do ano s-1 (ano civil 2010) para todas as actividades reguladas do sector do gás natural.

2.2.1 RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL, ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL, TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

No Quadro 2-8 podem visualizar-se os ajustamentos do ano civil 2010.

Quadro 2-8 - Ajustamentos das infra-estruturas de Transporte referentes ao ano civil 2010

Unidade: 10³ EUR

	REN Atlântico	REN Gasodutos	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem	Total
Ajustamentos do ano 2010	-8 121	-13 873	-2 967	329	-24 632
Total dos ajustamentos	-8 121	-13 873	-2 967	329	-24 632

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.2.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE USO GLOBAL DO SISTEMA E DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos Quadro 2-9 e Quadro 2-10 podem visualizar-se os ajustamentos do ano civil 2010.

Quadro 2-9 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de UGS referente ao ano civil 2010

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxagás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Desvio do ano 2010	-114	-1	-5	7	23	-4	-1	29	5	0	29	-30
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida do spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	-117	-1	-5	7	24	-4	-1	30	6	0	29	-31

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

Quadro 2-10 - Ajustamentos da aplicação da tarifa de URT referente ao ano civil 2010

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxagás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Desvio do ano 2010	-17	24	137	679	-869	26	-4	2 713	-376	-20	734	3 026
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	-17	24	141	698	-894	27	-4	2 789	-387	-20	755	3 112

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.2.3 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No Quadro 2-11 podem visualizar-se os ajustamentos do ano civil 2010.

Quadro 2-11 - Ajustamentos da Distribuição de gás natural referentes ao ano civil 2010

Unidade: 10³ EUR

	Belragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Desvio do ano 2010	1 057	496	1 779	17 377	-1 289	201	123	3 184	2 309	-108	-202	24 929
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	1 087	510	1 829	17 866	-1 326	207	126	3 274	2 374	-111	-207	25 629

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.2.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

No Quadro 2-12 podem visualizar-se os ajustamentos do ano civil 2010.

Quadro 2-12 - Ajustamentos do comercializador de último recurso a grandes clientes referentes ao ano civil 2010

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2010-2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2010-2011	Total dos ajustamentos em 2011-2012 dos proveitos relativos a 2010-2011
	(1)	(2) = (1) x [(1+ _t)-1]	(3)=(1)+(2)
Comercialização	-1 166	-33	-1 199
Total	-1 166	-33	-1 199

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.2.5 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-13 sintetiza, por empresa regulada, os valores dos ajustamentos referentes aos ajustamentos do ano civil 2010.

Quadro 2-13 - Ajustamentos da actividade de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano civil 2010

Unidade: 10³ EUR

	Belragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total CUR k
Ajustamento Comercialização do ano 2010	399	44	55	384	316	824	-150	-21	380	197	-297	2 131

2.3 AJUSTAMENTOS DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL DOS ANOS GÁS 2009-2010 E 2010-2011

2.3.1 COMERCIALIZADOR DO SNGN

No Quadro 2-14 podem visualizar-se os ajustamentos dos anos gás 2009-2010.

Quadro 2-14 - Ajustamentos da Compra e Venda de gás natural referentes ao ano gás 2009-2010

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos	Juros do ajustamento dos proveitos	Total dos ajustamentos em 2011-2012 dos proveitos relativos a 2009-2010
	(1)	(2) = (1) x [((1+i _{t,z})x(1+i _{t-1}))-1]	(3)=(1)+(2)
Desvio outros custos	638	19	657

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.3.2 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

No Quadro 2-15 podem visualizar-se os ajustamentos do ano gás 2009-2010.

Quadro 2-15 - Ajustamentos do comercializador de último recurso grossista referentes ao ano gás 2009-2010

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2009-2010	Juros do ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2009-2010	Total dos ajustamentos em 2011-2012 dos proveitos relativos a 2009-2010
	(1)	(2) = (1) x [((1+i _{t,z})x(1+i _{t-1}))-1]	(3)=(1)+(2)
Ajustamento da actividade	-8 225	-393	-8 619
Total	-8 225	-393	-8 619

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

No Quadro 2-16 podem visualizar-se os ajustamentos dos anos gás 2010-2011.

Quadro 2-16 - Ajustamentos do comercializador de último recurso grossista referentes ao ano gás 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2010-2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2010-2011	Total dos ajustamentos em 2011-2012 dos proveitos relativos a 2010-2011
	(1)	(2) = (1) x (1+i _{t-1})	(3)=(1)+(2)
Acerto extra Nigéria	-6 435	-196	-6 631
Total	-6 435	-196	-6 631

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

No Quadro 2-17 podem visualizar-se os ajustamentos do ano gás 2010-2011.

Quadro 2-17 - Ajustamentos do comercializador de último recurso grossista referentes ao ano gás 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2010-2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos ao ano gás 2010-2011	Total dos ajustamentos em 2011-2012 dos proveitos relativos a 2010-2011
	(1)	(2) = (1) x [(1+i _{t-1})-1]	(3)=(1)+(2)
Ajustamento da actividade	10 091	307	10 398
Total	10 091	307	10 398

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.3.3 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

No Quadro 2-18 podem visualizar-se os ajustamentos do ano gás 2009-2010.

Quadro 2-18 - Ajustamentos dos comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano gás 2009-2010

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total CUR k
Ajustamento CVGN do ano gás 2009/2010	125	77	290	1 205	3 610	1 198	13	28	1 521	129	259	8 455
Aditividade tarifária	-620	-251	-488	-2 041	-2 546	-3 363	-327	-25	-1 964	-106	-441	-12 171
Total do ajustamento do ano gás 2009/2010	-495	-175	-197	-837	1 064	-2 166	-313	3	-442	24	-183	-3 716

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

No Quadro 2-19 podem visualizar-se os ajustamentos do ano gás 2010-2011.

Quadro 2-19 - Ajustamentos dos comercializadores de último recurso retalhistas referentes ao ano gás 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total CUR k
Ajustamento CVGN do ano gás 2010/2011	-111	-21	-87	-1 014	-1 406	-474	-35	-8	-316	-41	-68	-3 582
Total do ajustamento do ano gás 2010/2011	-111	-21	-87	-1 014	-1 406	-474	-35	-8	-316	-41	-68	-3 582

Nota: Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

2.3.4 AJUSTAMENTO DOS VALORES RECUPERADOS PELA TARIFA DE UGS RELATIVOS AO DIFERENCIAL DA EXTIÇÃO DAS TARIFAS

No Quadro 2-20 apresentam-se as diferenças entre os valores definidos e os recuperados pelas tarifas de Uso Global do Sistema para os diferenciais da extinção das tarifas (UGSI), no 1º semestre do ano gás 2010-2011.

Quadro 2-20 - Diferenças apuradas relativas à extinção das tarifas do 1.º semestre de 2010

Unidade: 10³ EUR

	CURgc	Lisboagás	EDPgás	Sonorgás	Total
UGSI - Tarifas 2010-2011	497	1 107	1 684	240	3 528
UGSI - Recuperado por aplicação da tarifa 2010-2011	497	1 107	1 878	240	3 722
Total	0	0	194	0	194

2.3.5 AJUSTAMENTOS DOS VALORES RECUPERADOS PELA TARIFA DE UGS RELATIVOS À SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADOS

No Quadro 2-21 podem visualizar-se os ajustamentos do ano gás 2010-2011.

Quadro 2-21 – Diferenças apuradas referentes à sustentabilidade dos mercados livre e regulado do ano gás 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

	CURg	CURgc	Lisboagás	EDPgás	Sonorgás	Total
UGSII - Tarifas Extraordinárias 2010-2011	15 330	617	1 614	2 456	350	20 368
UGSII - Recuperado por aplicação da tarifa 2010-2011	16 475	664	1 735	2 379	377	21 630
Total	1 145	46	121	-77	26	1 261

3 AJUSTAMENTOS REFERENTES AO 2.º SEMESTRE DE 2009

O Regulamento Tarifário em vigor prevê, no Artigo 164.º, que nos dois primeiros anos da sua aplicação os ajustamentos aos proveitos permitidos das actividades reguladas devem seguir a metodologia definida no Regulamento Tarifário anterior, aprovado pelo Despacho n.º 19 624-A/2006, de 25 de Setembro, com excepção da actualização financeira, a qual deve ser calculada ao abrigo do disposto no Regulamento em vigor.

Assim, o valor dos ajustamentos do 2.º semestre de 2009 é actualizado por aplicação da taxa EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Julho de 2009 e 31 de Dezembro de 2009 acrescida de *spread* de 100 pontos base e da taxa EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro de 2010 e 31 de Dezembro de 2010 acrescida de um *spread* de 200 pontos base.

A análise por tipo de custos, bem como os montantes apurados são discriminados nos pontos seguintes, por empresa regulada.

3.1 ACTIVIDADES DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL - REN ATLÂNTICO, TERMINAL DE GNL, S.A.

O Regulamento Tarifário prevê nos seus Artigos 58.º, 59º e 60.º um ajustamento do ano t-2 (real) a repercutir nos proveitos permitidos no ano gás 2011-2012, das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Assim, no presente capítulo analisam-se os ajustamentos das contas reguladas do 2.º semestre de 2009 a considerar no ano gás 2011-2012. A empresa que opera nestas actividades é a REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.

CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ACTIVIDADES DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Para determinar o valor do ajustamento, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012, calcula-se a diferença entre os valores facturados pela empresa, aceites pela ERSE, e os proveitos permitidos para o 2.º semestre de 2009, calculados com base nos valores reais, acrescida de juros. Este cálculo foi efectuado, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

Neste sentido, o ajustamento do 2.º semestre de 2009, assenta nos custos reais de exploração afectos a cada função, líquidos dos proveitos que não resultam da aplicação dos termos de cada função da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (UTRAR de GNL).

No que se refere ao custo com capital, o Regulamento Tarifário determina, que para efeito de ajustamento, o mesmo se mantenha constante, uma vez que a própria expressão de cálculo do custo com capital alisado, garante os ajustamentos dessa componente. No caso das Ilhas de Abastecimento a Camiões Cisterna, o cálculo do custo com capital não é alisado, estando sujeito a ajustamento.

3.1.1 FUNÇÃO DE RECEPÇÃO DE GNL

AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

De acordo com o n.º 6 do Artigo 58.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012 dos proveitos da função de Recepção de GNL, relativo ao 2.º semestre de 2009, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela REN Atlântico no montante de 2 597 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do Artigo 58.º aos valores verificados no 2.º semestre de 2009, de 3 349 milhares de euros. Este desvio no montante de -752 milhares de euros, é actualizado para o ano gás 2011-2012 aplicando-se as taxas de juro respectivas.

O Quadro 3-1 apresenta o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 da função de Recepção de GNL.

Quadro 3-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na função de Recepção de GNL

	Real 2º semestre 2009
	10 ³ EUR
Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás <i>t-2</i>	3 129
Custos de exploração afectos a esta função, ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	949
Proveitos desta função que não resultam da aplicação do termo de recepção de GNL da tarifa UTRAR de GNL, ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	1
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , aceites pela ERSE	0
Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás <i>t-2</i>	0
Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da função de Recepção de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	729
Proveitos permitidos da função de Recepção de GNL	3 349
Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano gás <i>t-2</i>	2 597
Desvio do 2º semestre de 2009	-752
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,814%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,797%
Ajustamento no ano gás <i>t</i> dos proveitos da função de Recepção de GNL, relativos ao 2º semestre de 2009	-787

Nota: ^[1] Valor líquido de utilizações de provisões.

3.1.2 FUNÇÃO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

De acordo com o n.º 6 do Artigo 59.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012 dos proveitos da função de Armazenamento de GNL, relativo ao 2.º semestre de 2009, é dado pela diferença entre o valor recuperado pela REN Atlântico no montante de 9 136 milhares e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do Artigo 59.º aos valores verificados no 2.º semestre de 2009, que ascendem a 9 801 milhares de euros. Este desvio no montante de -665 milhares de euros, é actualizado para o ano gás 2011-2012 aplicando-se as taxas de juro respectivas.

O Quadro 3-2 apresenta o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 da função de Armazenamento de GNL.

Quadro 3-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na função de Armazenamento de GNL

		Real 2º semestre 2009
		10 ³ EUR
a	Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás t-2	9 870
b	Custos de exploração afectos a esta função, ocorridos no ano gás t-2	1 338
c	Proveitos desta função que não resultam da aplicação do termo de armazenamento de GNL da tarifa UTRAR de GNL, ocorridos no ano gás t-2	105
d	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, aceites pela ERSE	0
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás t-2	0
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás t-1, acrescida de meio ponto percentual	
g	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Armazenamento de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	1 302
1	Proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL	9 801
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano gás t-2	9 136
3	Desvio do ano gás 2008-2009	-665
4	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	2,814%
5	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	1,797%
6	Ajustamento no ano gás 2009-2010 dos proveitos da função de Armazenamento de GNL, relativos ao 2º semestre de 2009	-696

3.1.3 FUNÇÃO DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

De acordo com o n.º 7 do Artigo 60.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012, da função de Regaseificação de GNL, relativo ao 2.º semestre de 2009 é dado pela diferença entre os valores recuperados pela REN Atlântico no montante de 7 355 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 2 do Artigo 60.º aos valores verificados no 2.º semestre de 2009 de 8 702 milhares de euros. Este desvio no montante de -1 347 milhares de euros, é actualizado para o ano gás 2011-2012, aplicando-se as taxas de juro respectivas.

O Quadro 3-3 apresenta o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 da função de Regaseificação de GNL.

Quadro 3-3 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na função de Regaseificação de GNL

		Real 2º semestre 2009
		10 ³ EUR
a	Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás <i>t-2</i>	7 184
b	Custos de exploração afectos a esta função, ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	1 966
c	Proveitos desta função que não resultam da aplicação do termo de regaseificação de GNL da tarifa UTRAR de GNL, ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	63
d	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , aceites pela ERSE	10
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás <i>t-2</i>	0
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás <i>t-1</i> , acrescida de meio ponto percentual	
g	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da função de Regaseificação de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	395
1	Proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL	8 702
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano gás <i>t-2</i>	7 355
3	Desvio do ano gás 2008-2009	-1 347
4	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano <i>s-1</i> acrescida de spread	2,814%
5	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano <i>s-2</i> acrescida de spread	1,797%
6	Ajustamento no ano gás 2009-2010 dos proveitos da função de Regaseificação de GNL, relativos ao 2º semestre de 2009	-1 410

3.1.4 ILHAS DE ABASTECIMENTO DE CAMIÕES CISTERNAS

AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

De acordo com o n.º 7 do Artigo 60.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012 dos proveitos das ilhas de abastecimento de camiões cisternas, relativo ao 2.º semestre de 2009 é dado pela diferença entre os valores recuperados pela REN Terminal, no montante de 133 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 2 do Artigo 60.º aos valores verificados no 2.º semestre de 2009 de 510 milhares de euros. Este desvio no montante de - 376 milhares de euros, é actualizado para o ano gás 2011-2012 aplicando-se as taxas de juro respectivas.

O Quadro 3-4 apresenta o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 das ilhas de abastecimento de camiões cisternas.

Quadro 3-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos das ilhas de abastecimento de camiões cisternas

		Real 2º semestre 2009
		10 ³ EUR
a	Custos com capital afectos a esta função, ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	254
b	Custos de exploração afectos a esta função, ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	80
c	Proveitos desta função que não resultam da aplicação do termo de carregamento de GNL da tarifa UTRAR de GNL, ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	0
d	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , aceites pela ERSE	
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás <i>t-2</i>	
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás <i>t-1</i> , acrescida de meio ponto percentual	
g	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da função de Regaseificação de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	-176
1	Proveitos permitidos das ilhas para abastecimento de camiões cisterna	510
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano gás <i>t-2</i>	133
3	Desvio do ano gás 2008-2009	-376
4	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	2,814%
5	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	1,797%
6	Ajustamento no ano gás 2010-2011 dos proveitos das ilhas para abastecimento de camiões cisterna, relativos ao 2º semestre de 2009	-394

3.1.5 TERMINAL DE GNL

O Quadro 3-4 apresenta o ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012 do Terminal de GNL, repartido por funções.

Quadro 3-5 - Ajustamento dos proveitos permitidos do Terminal de GNL do 2.º semestre de 2009Unidade: 10³ EUR

	Proveitos efectivamente facturados no 2º semestre de 2009	Proveitos a proporcionar no 2º semestre de 2009	Ajustamento a repercutir no ano gás 2011-2012
	(1)	(2)	(3) = [(1)-(2)] x (1+1,797) x (1+2,814%)
Recepção de GNL	2 597	3 349	-787
Armazenamento de GNL	9 136	9 801	-696
Regaseificação de GNL	7 355	8 702	-1 410
Ilhas de abastecimento de camiões cisternas	133	510	-394
Proveitos permitidos à REN Atlântico	19 221	22 361	-3 287

Tendo em conta que os proveitos recuperados (19 221 milhares de euros) durante o 2.º semestre de 2009 pela REN Terminal, foram inferiores aos proveitos permitidos aceites pela ERSE para o 2.º semestre de 2009 em cerca de 16%, o ajustamento do 2.º semestre de 2009 atinge os -3 140 milhares de euros. O ajustamento a receber pela REN Atlântico em 2011-2012 relativamente ao 2.º semestre de 2009 encontra-se actualizado às taxas definidas anteriormente, ascendendo a -3 287 milhares de euros.

3.2 ACTIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O Regulamento Tarifário prevê no seu Artigo 61.º ajustamentos aos proveitos permitidos no ano gás 2011-2012, tendo em conta os valores facturados no 2.º semestre de 2009 e os proveitos permitidos calculados tendo por base valores reais, da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.

Assim, no presente documento analisam-se os valores reais das contas reguladas do 2.º semestre de 2009 e determina-se o valor do ajustamento a considerar no ano gás 2011-2012. As empresas que operam nesta actividade são a REN Armazenagem, S.A e a Transgás Armazenagem, SA.

3.2.1 REN ARMAZENAGEM, S.A.**3.2.1.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

De acordo com o n.º 5 do Artigo 61.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012, da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, relativo ao 2.º semestre de 2009 é dado pela

diferença entre os valores recuperados pela REN Armazenagem no montante de 7 236 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do Artigo 61.º aos valores verificados no 2.º semestre de 2009 de 7 607 milhares de euros. Este desvio no montante de - 371 milhares de euros, é actualizado para o ano gás 2011-2012, aplicando-se as taxas de juro respectivas, ascendendo a - 388 milhares de euros.

O Quadro 3-6 apresenta o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.

Quadro 3-6 - Cálculo do ajustamento na actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural

		Real 2º semestre 2009
		10 ³ EUR
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	1 508
b	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações	95 972
c	Taxa de remuneração anual do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação r, em percentagem	8,0%
d	Custos de exploração afectos a esta actividade	1 658
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0
f	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, aceites pela ERSE	8
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás t-2	0
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás t-1, acrescida de meio ponto percentual	0
i	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-594
1=a+b*c+d-e+(f-g)*(1+h/100)-i	Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	7 607
j	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	7 236
2=j-1	Desvio do 2º semestre de 2009	-371
k	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,797%
l	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,814%
3=2*(1+k)*(1+l)	Ajustamento no ano gás t dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, relativos ao 2º semestre de 2009	-388

3.2.1.2 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 3-7 apresenta a discriminação do activo líquido a remunerar para o 2.º semestre de 2009, calculado pela ERSE, com base nos valores reais enviados pelas empresas.

Quadro 3-7 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	Real 2º semestre 2009
Investimento a custo técnicos	3 930
Activo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	133 774
Investimento Directo	2 376
Transferência p/ exploração	537
Reclassificações, alienações e abates	-12
Saldo Final (2)	136 674
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	8 772
Amortizações do Exercício	2 086
Regularizações e abates	-5
Saldo Final (4)	10 854
Comparticipações	
Saldo inicial líquido (5)	29 728
Comparticipações do ano	0
Amortizações do ano	579
Regularizações e abates	0
Saldo Final (6)	29 150
Activo líquido a remunerar	
Valor de 01/07/2009 (7) = (1) - (3) - (5)	95 273
Valor de 31/12/2009 (8) = (2) - (4) - (6)	96 671
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	95 972

O Quadro 3-8 decompõe as parcelas do custo com capital para o 2.º semestre de 2009.

Quadro 3-8 - Custo com capital na REN Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º semestre 2009
1	Amortização do exercício	2 086
2	Amortização do imobilizado participado	579
3	Remuneração do activo	7 678
	Activo líquido médio	95 972
	taxa de remuneração	8%
1-2+3	Custo com capital	9 186

3.2.1.3 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

O Quadro 3-9 discrimina os valores considerados nos proveitos permitidos do 2.º semestre de 2009.

Quadro 3-9 - Custos de exploração

		Real 2º semestre 2009
		10 ³ EUR
Custos de Exploração		
	Materiais Diversos	0
	Fornecimentos e Serviços Externos	1 256
	Custos com Pessoal	391
	Provisões ^[1]	0
	Outros Custos Operacionais + Impostos	11
	Total	1 658

Nota: (1) Líquido da utilização de provisões.

3.2.2 TRANSGÁS ARMAZENAGEM, S.A.

3.2.2.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

De acordo com o n.º 5 do Artigo 61.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012, da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, relativo ao 2.º semestre de 2009 é dado pela diferença entre os valores recuperados pela Transgás Armazenagem no montante de 1 250 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do Artigo 61.º do mesmo Regulamento, aos valores verificados no 2.º semestre de 2009, de 1 422 milhares de euros. Este desvio no montante de -173 milhares de euros, é actualizado para o ano gás 2011-2012, aplicando-se as taxas de juro respectivas, ascendendo a -181 milhares de euros

O Quadro 3-10 apresenta o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.

Quadro 3-10 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Armazenamento Subterrâneo

		Real 2º semestre 2009
		10 ³ EUR
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	193
b	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações	18 444
c	Taxa de remuneração anual do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação r, em percentagem	8%
d	Custos de exploração afectos a esta actividade	420
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0
f	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, aceites pela ERSE	
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás t-2	
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás t-1, acrescida de meio ponto percentual	
i	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-72
1=a+b*c+d-e+(f-g)*(1+h/100)²-i	Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	1 422
j	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	1 250
2=j-1	Desvio do 2º semestre de 2009	-173
k	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,797%
l	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,814%
3=2*(1+k)*(1+l)	Ajustamento no ano gás t dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, relativos ao 2º semestre de 2009	-181

3.2.2.2 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 3-11 apresenta a discriminação do activo líquido a remunerar para o 2.º semestre de 2009, calculado pela ERSE, com base nos valores reais enviados pelas empresas.

Quadro 3-11 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	Real 2º semestre 2009
Investimento a custo técnicos	2 950
Activo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	22 185
Investimento Directo	0
Transferência p/ exploração	0
Reclassificações, alienações e abates	0
Saldo Final (2)	22 185
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	1 082
Amortizações do Exercício	219
Regularizações e abates	-1
Saldo Final (4)	1 300
Comparticipações	
Saldo inicial líquido (5)	2 563
Comparticipações do ano	0
Amortizações do ano	26
Saldo Final (6)	2 537
Activo líquido a remunerar	
Valor de 01/07/2008 (7) = (1) - (3) - (5)	18 540
Valor de 30/06/2009 (8) = (2) - (4) - (6)	18 349
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	18 444

O Quadro 3-12 decompõe as parcelas do custo com capital para o 2.º semestre de 2009.

Quadro 3-12 - Custo com capital na Transgás Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º semestre 2009
1	Amortização do exercício	219
2	Amortização do imobilizado participado	26
3	Remuneração do activo	1 476
	Activo líquido médio	18 444
	taxa de remuneração	8%
1-2+3	Custo com capital	1 668

3.2.2.3 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Os custos de exploração da Transgás Armazenagem são, na sua totalidade, referentes a Fornecimentos e Serviços Externos.

3.3 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL – REN GASODUTOS, S.A.

O Regulamento Tarifário prevê nos Artigos 63.º a 65.º ajustamentos aos proveitos permitidos no ano gás 2011-2012, tendo em conta os valores facturados no 2.º semestre de 2009 e os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais, das actividades de Gestão Técnica Global do SNGN e de Transporte de gás natural.

Assim, no presente documento analisam-se os valores reais das contas reguladas do 2.º semestre de 2009 e, determina-se o valor do ajustamento a considerar no ano gás 2011-2012. A empresa que opera nestas actividades é a REN Gasodutos, S.A.

3.3.1 ACTIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN**3.3.1.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

De acordo com o n.º 5 do Artigo 64.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012, da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, relativo ao 2.º semestre de 2009 é dado pela diferença

entre os valores recuperados pela REN Gasodutos no montante de 5 795 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 2 do Artigo 64.º aos valores verificados no 2.º semestre de 2009 de 6 400 milhares de euros. Este desvio no montante de - 605 milhares de euros, é actualizado para o ano gás 2011-2012, aplicando-se as taxas de juro respectivas, ascendendo a - 633 milhares de euros.

O Quadro 3-13 apresenta o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 3-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Técnica Global do SNGN

		Real 2º semestre 2009
		10 ³ EUR
A=a+b*c/100+d+e+f-g	Custos da gestão técnica global do sistema, previstos para o ano gás t	6 266
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participado, prevista para o ano gás t ⁽¹⁾	1 998
b	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás	34 923
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	4,0
d	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 289
e	Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural, previstos para o ano gás t	1 586
f	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema	0
g	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t.	4
B	Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás t,	0
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, para o ano gás t	0
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2.	-134
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, previstos para o ano gás t	6 400
F	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano gás t-2	5 795
G = F - E	Desvio no ano gás t, dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2.	-605
H	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	1,797%
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	2,814%
J = G x (1+ H) x (1+I)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2.	-633

3.3.1.2 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 3-14 apresenta a discriminação do activo líquido a remunerar para o 2.º semestre de 2009, calculado pela ERSE, com base nos valores reais enviados pelas empresas.

Quadro 3-14 - Movimentos no activo líquido a remunerarUnidade: 10³ EUR

	Real 2º semestre 2009
Investimento a custo técnicos	7 412
Activo Fixo Bruto	
Saldo Inicial (1)	57 550
Investimento Directo	0
Transferência p/ exploração	2 813
Reclassificações, alienações e abates	0
Saldo Final (2)	60 363
Amortização Acumulada	
Saldo Inicial (3)	15 491
Amortizações do Exercício	2 458
Regularizações e abates	
Saldo Final (4)	17 949
Comparticipações	
Saldo inicial líquido (5)	7 532
Comparticipações do ano	23
Amortizações do ano	460
Saldo Final (6)	7 095
Activo líquido a remunerar	
Valor de 01/07/2007 (7) = (1) - (3) - (5)	34 526
Valor de 30/06/2008 (8) = (2) - (4) - (6)	35 319
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	34 923

O Quadro 3-15 decompõe as parcelas do custo com capital para o 2.º semestre de 2009.

Quadro 3-15 - Custo com capital na actividade de Gestão Técnica Global do SNGN

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º semestre 2009
1	Amortização do exercício	2 458
2	Amortização do imobilizado participado	460
3	Remuneração do activo	1 397
	Activo líquido médio	34 923
	taxa de remuneração	4%
1-2+3	Custo com capital	3 395

3.3.2 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

De acordo com o n.º 6 do Artigo 65.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012, da actividade de Transporte de gás natural, relativo ao 2.º semestre de 2009 é dado pela diferença entre os valores recuperados pela REN Gasodutos no montante de 47 924 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do Artigo 65.º aos valores verificados no 2.º semestre de 2009 de 53 130 milhares de euros. Este desvio no montante de -5 206 milhares de euros, é actualizado para o ano gás 2011-2012, aplicando-se as taxas de juro respectivas, ascendendo a -5 448 milhares de euros.

O Quadro 3-16 apresenta o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 da actividade de Transporte de gás natural.

Quadro 3-16 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Transporte de gás natural

		Real 2º semestre 2009
		10 ³ EUR
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	40 996
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	17 130
C	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	7 818
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i>	6
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, no ano gás <i>t-2</i>	0
F	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i> .	-2 817
E=A+B-C+ (D-E)- F	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i>	53 130
F	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano gás <i>t-2</i>	47 924
G = F - E	Desvio no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i> .	-5 206
H	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	1,797%
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	2,814%
J = G * (1+ H) * (1+I)	Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>.	-5 448

3.4 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Regulamento Tarifário prevê nos seus Artigos 66º a 68º ajustamentos aos proveitos permitidos no ano gás 2011-2012, tendo em conta os valores facturados no 2.º semestre de 2009 e os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais, da actividade de Distribuição de gás natural.

Os ajustamentos a considerar nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 são os seguintes:

1. Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de Distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009 e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso global do sistema, este ajustamento considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de distribuição, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema;
2. Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de Distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009 e os valores pagos ao operador da rede de Transporte pelo uso da rede de transporte, este ajustamento

considera os montantes referentes à compensação do operador da rede de Distribuição, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

3. Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009, considerando os valores referentes à compensação do operador da rede de Distribuição, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Aos ajustamentos referidos, a aplicar no ano gás 2011-2012, acrescem juros calculados de acordo com o disposto no actual Regulamento Tarifário (Despacho n.º 4878/2010), conforme disposto no Artigo 164.º.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO EFICIENTES DO 2.º SEMESTRE DE 2009

A análise comparativa efectuada pela ERSE entre os custos reais e os custos considerados para tarifas, apresentados pelas empresas reguladas, para o 2.º semestre de 2009 apresenta acréscimos face aos valores considerados em tarifas.

Deste modo, a ERSE considerou que deveria ser dado um sinal aos operadores no sentido de desenvolverem actuações eficientes, tanto a nível de elaboração das suas previsões, como na perspectiva de contenção dos custos, tendo em vista o interesse dos consumidores.

Para tal, foram considerados os seguintes procedimentos relativamente aos custos para o 2º semestre de 2009:

- Adopção dos custos controláveis reais de exploração;
- Determinação do diferencial entre o custo unitário de exploração utilizado para as tarifas de 2009-2010 e o custo unitário calculado com base nos pontos de entrega reais;

As empresas que operam nesta actividade são as seguintes:

- Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.
- Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.
- Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.
- Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.
- Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.
- Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.
- Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.
- Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.

- Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.
- Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.
- Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.

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

3.4.1.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA BEIRAGÁS

O Quadro 3-17 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-17 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	2 423
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 789
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás <i>t</i>	176
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , do operador da rede de distribuição <i>k</i> , aceites pela ERSE	
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás t-2	4 036
F	Compensação do operador da rede de distribuição <i>k</i>, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás t-2	365
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás t-2	2 832
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-840
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-879

3.4.1.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA BEIRAGÁS

O Quadro 3-18 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-18 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	66
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás t-2	0
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso global do sistema	57
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	9
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	10

O Quadro 3-19 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-19 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	487
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	-44
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	675
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	-231
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-242

3.4.2 DIANAGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE ÉVORA, S.A.**3.4.2.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA DIANAGÁS**

O Quadro 3-20 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	472
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	462
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	35
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás $t-2$	899
F	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás $t-2$	557
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás $t-2$	452
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	110
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	115

3.4.2.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA DIANAGÁS

O Quadro 3-21 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-21 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás $t-2$	4
B	Compensação, do ORD k , pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás $t-2$	0
C	Valor pago pelo ORD k , ao operador da rede de transporte, no ano gás $t-2$, pelo uso global do sistema	4
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	0
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	0

O Quadro 3-22 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-22 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	38
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	23
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	38
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	23
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	24

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

3.4.3.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA DURIENSEGÁS

O Quadro 3-23 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-23 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 958
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	655
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás <i>t</i>	110
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , do operador da rede de distribuição <i>k</i> , aceites pela ERSE	
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás t-2	2 503
F	Compensação do operador da rede de distribuição <i>k</i>, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás t-2	856
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás t-2	1 443
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-204
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-213

3.4.3.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA DURIENSEGÁS

O Quadro 3-24 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-24 – Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás <i>t-2</i>	16
B	Compensação, do ORD <i>k</i> , pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás <i>t-2</i>	0
C	Valor pago pelo ORD <i>k</i> , ao operador da rede de transporte, no ano gás <i>t-2</i> , pelo uso global do sistema	16
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	0
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano <i>t</i>	0

O Quadro 3-25 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-25 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	118
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	108
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	196
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	29
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	30

3.4.4 LISBOAGÁS GDL - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE LISBOA, S.A.

3.4.4.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA LISBOAGÁS

O Quadro 3-26 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-26 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Lisboaagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	26 739
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	17 883
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás <i>t</i>	4 157
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , do operador da rede de distribuição <i>k</i> , aceites pela ERSE	
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás <i>t-2</i>	40 464
F	Compensação do operador da rede de distribuição <i>k</i>, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás <i>t-2</i>	2 255
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás <i>t-2</i>	28 507
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-9 701
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-10 153

3.4.4.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA LISBOAGÁS GDL

O Quadro 3-27 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-27 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás <i>t-2</i>	530
B	Compensação, do ORD <i>k</i> , pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás <i>t-2</i>	0
C	Valor pago pelo ORD <i>k</i> , ao operador da rede de transporte, no ano gás <i>t-2</i> , pelo uso global do sistema	562
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás <i>t-2</i>, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	-32
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano <i>t</i>	-34

O Quadro 3-28 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-28 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	3 652
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	216
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	4 699
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	-831
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-870

3.4.5 LUSITANIAGÁS - COMPANHIA DE GÁS DO CENTRO, S.A.

3.4.5.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA LUSITANIAGÁS

O Quadro 3-29 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-29 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	14 019
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	4 780
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás <i>t</i>	802
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , do operador da rede de distribuição <i>k</i> , aceites pela ERSE	
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás t-2	17 997
F	Compensação do operador da rede de distribuição <i>k</i>, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás t-2	-5 818
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás t-2	17 195
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-6 619
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-6 928

3.4.5.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA LUSITANIAGÁS

O Quadro 3-30 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-30 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD <i>k</i> por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás <i>t-2</i>	761
B	Compensação, do ORD <i>k</i> , pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás <i>t-2</i>	0
C	Valor pago pelo ORD <i>k</i> , ao operador da rede de transporte, no ano gás <i>t-2</i> , pelo uso global do sistema	774
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás <i>t-2</i>, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	-13
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano <i>t</i>	-14

O Quadro 3-31 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-31 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	5 374
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	-886
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	5 885
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	-1 397
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-1 462

3.4.6 MEDIGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

3.4.6.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA MEDIGÁS

O Quadro 3-32 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-32 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 050
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	423
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	34
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás $t-2$	1 439
F	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás $t-2$	878
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás $t-2$	933
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	373
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	390

3.4.6.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA MEDIGÁS

O Quadro 3-33 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-33 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás $t-2$	6
B	Compensação, do ORD k , pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás $t-2$	0
C	Valor pago pelo ORD k , ao operador da rede de transporte, no ano gás $t-2$, pelo uso global do sistema	6
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	0
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	0

O Quadro 3-34 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-34 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	47
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	30
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	47
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	30
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	32

3.4.7 PAXGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

3.4.7.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA PAXGÁS

O Quadro 3-35 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-35 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	158
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	116
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	7
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	0
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás $t-2$	268
F	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás $t-2$	173
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás $t-2$	84
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-11
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-12

3.4.7.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA PAXGÁS

O Quadro 3-36 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-36 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás $t-2$	1
B	Compensação, do ORD k , pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás $t-2$	0
C	Valor pago pelo ORD k , ao operador da rede de transporte, no ano gás $t-2$, pelo uso global do sistema	1
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	0
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	0

O Quadro 3-37 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-37 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	5
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	-9
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	5
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	-9
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-9

3.4.8 PORTGÁS - SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A.

3.4.8.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA PORTGÁS

O Quadro 3-38 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-38 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Portgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	18 225
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	6 823
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	833
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás $t-2$	24 215
F	Compensação do operador da rede de distribuição k , pela aplicação das tarifas de URD no ano gás $t-2$	-2 575
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás $t-2$	23 468
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-3 321
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-3 476

3.4.8.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA PORTGÁS

O Quadro 3-39 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-39 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás $t-2$	658
B	Compensação, do ORD k , pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás $t-2$	0
C	Valor pago pelo ORD k , ao operador da rede de transporte, no ano gás $t-2$, pelo uso global do sistema	646
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	12
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	12

O Quadro 3-40 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-40 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	4 709
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	513
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	5 240
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	-18
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-19

3.4.9 SETGÁS - SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A.

3.4.9.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA SETGÁS

O Quadro 3-41 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-41 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da SetgásUnidade: 10³ EUR

2.º S 2009

A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	7 177
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	3 591
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	678
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	0
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás t-2	10 090
F	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás t-2	-158
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás t-2	7 324
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-2 924
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-3 060

A análise comparativa efectuada pela ERSE entre os custos reais e os custos considerados para tarifas, apresentados pela Setgás evidencia uma actuação dentro dos objectivos previstos pela ERSE, pelo que se considerou não aplicar o custo unitário definido para o ano gás 2008-2009.

3.4.9.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA SETGÁS

O Quadro 3-42 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-42 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	165
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás t-2	0
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso global do sistema	165
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	0
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	0

O Quadro 3-43 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-43 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	1 446
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	-3
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	1 446
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	-3
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-3

3.4.10 SONORGÁS - SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.**3.4.10.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA SONORGÁS**

O Quadro 3-44 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-44 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da SonorgásUnidade: 10³ EUR

2.º S 2009

A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 132
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 037
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	39
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	0
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás $t-2$	2 130
F	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás $t-2$	1 355
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás $t-2$	679
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-96
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-101

A análise efectuada pela ERSE aos custos unitários de exploração reais da Sonorgás e os considerados para tarifas evidencia um acréscimo. Atendendo a que o período analisado respeita a uma fase inicial da actividade da empresa, a ERSE apenas adicionou uma margem de 25% aos custos unitários de exploração considerados para tarifas do ano gás 2009-2010 e comparou o resultado com os custos unitários reais apresentados pela empresa. Desta comparação resultou a aceitação na totalidade dos custos reais apresentados pela empresa.

3.4.10.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA SONORGÁS

O Quadro 3-45 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-45 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGSUnidade: 10³ EUR

		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	7
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás t-2	0
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso global do sistema	6
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	0
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	0

O Quadro 3-46 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-46 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URTUnidade: 10³ EUR

		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	53
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	-49
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	77
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	-73
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-76
H	Ajustamento extraordinário t-3, correcção de valores da Empresa	-36
I=G+H	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	-112

3.4.11 TAGUSGÁS - EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A.

3.4.11.1 CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA TAGUSGÁS

O Quadro 3-47 permite visualizar o cálculo do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-47 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR
		2.º S 2009
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	3 599
B	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 286
C	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás <i>t</i>	0
D	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , do operador da rede de distribuição <i>k</i> , aceites pela ERSE	
E=A+B+C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, com base nos valores verificados no ano gás t-2	4 885
F	Compensação do operador da rede de distribuição <i>k</i>, pela aplicação das tarifas de URD no ano gás t-2	2 111
G	Proveitos facturados por aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição no ano gás t-2	2 671
H = G+F-E	Desvio do 2.º semestre de 2009	-103
I	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K = H*(1+I)*(1+J)	Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009	-107

3.4.11.2 PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DAS TARIFAS UGS E URT DA TAGUSGÁS

O Quadro 3-48 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-48 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de UGS, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	127
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano gás t-2	0
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso global do sistema	126
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema	1
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema actualizado ao ano t	1

O Quadro 3-49 permite comparar os valores reais aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o 2.º semestre de 2009, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores reais e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-49 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2.º S 2009
A	Valor facturado pelo ORD k por aplicação da tarifa de URT, aplicada pelos operadores da rede de distribuição às entregas aos clientes no ano gás t-2	872
B	Compensação, do ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás t-2	100
C	Valor pago pelo ORD k, ao operador da rede de transporte, no ano gás t-2, pelo uso da rede de transporte	926
D=A+B-C	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte	46
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
F	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
G = D*(1+E)*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte do 2.º semestre de 2009, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso da rede de transporte actualizado ao ano t	48

3.5 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

Nos termos do Artigo 72.º do Regulamento Tarifário, os proveitos do comercializador de último recurso a grandes clientes do ano gás 2011-2012 incorporam o ajustamento referente ao valor dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes no 2.º semestre de 2009.

Este ajustamento é determinado pelo diferencial entre os proveitos facturados pela aplicação das tarifas de Comercialização, no 2.º semestre de 2009 e os proveitos permitidos calculados com base nos custos ocorridos no mesmo ano gás. O valor do ajustamento é actualizado de acordo com o disposto no Regulamento Tarifário em vigor.

No Quadro 3-50 apresenta-se o ajustamento do 2.º semestre de 2009 da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes.

Quadro 3-50 - Ajustamento resultante da aplicação das tarifas de Comercialização de gás natural no 2º semestre de 2009

		Unidade: 10 ³ EUR
		Real 2º sem 2009
A	Custos de exploração afectos a esta actividade aceites em condições de gestão eficiente, previstos para o ano gás <i>t</i>	2 331
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>	0
C	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás <i>t</i>	168
D	Margem de Comercialização prevista para o ano gás <i>t</i>	196
E	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano gás <i>t-2</i>	0
F=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás <i>t</i>	2 359
G	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de comercialização no ano <i>t-2</i>	366
H=G-F	Desvio no ano gás dos proveitos da função de comercialização, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	-1 993
I	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%
J	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
K= H*(1+I)^(1+J)	Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da função de comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	-2 085

A ERSE procedeu a uma análise comparativa dos custos de exploração reais apresentados pela Transgás com os custos previstos para tarifas e em consequência, optou por aceitar um nível de custos adaptado à evolução da actividade da empresa.

3.6 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Regulamento Tarifário prevê no Artigo 76º (Proveitos da função de Comercialização de gás natural) um ajustamento tendo em conta os valores ocorridos no 2.º semestre de 2009. A estes ajustamentos acrescem juros calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

Os ajustamentos da actividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicam-se às seguintes empresas reguladas da actividade de Comercialização de último recurso retalhista:

- Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.
- Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.
- Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.
- EDP Gás Serviço Universal, S.A.
- Lisboagás Comercialização, S.A.
- Lusitaniagás Comercialização, S.A.
- Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.
- Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.
- Setgás Comercialização, S.A.
- Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.
- Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO EFICIENTES DO 2.º SEMESTRE DE 2009

A análise comparativa efectuada pela ERSE entre os custos reais e os custos considerados para tarifas, apresentados pelas empresas reguladas, para o 2.º semestre de 2009 apresenta acréscimos face aos valores considerados em tarifas.

Deste modo, a ERSE considerou que deveria ser dado um sinal aos operadores no sentido de desenvolverem actuações eficientes, tanto a nível de elaboração das suas previsões, como na perspectiva de contenção dos custos, tendo em vista o interesse dos consumidores.

Para tal, foram considerados os seguintes procedimentos relativamente aos custos para o 2º semestre de 2009:

- Adopção dos custos controláveis reais de exploração;
- Determinação do diferencial entre o custo unitário de exploração utilizado para as tarifas de 2009-2010 e o custo unitário calculado com base nos pontos de entrega reais.

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

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-51 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de Comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-51 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização da Beiragás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	424	243	667
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	26	1	26
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	7	6	13
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	65	0	65
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	470	249	719
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano t-2	193	4	197
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	679	15	695
J=I+H-G	Desvio do 2º semestre de 2009	402	-229	173
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)/(1+L)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	421	-240	181

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

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-52 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-52 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Dianagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	145	3	148
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	9	0	9
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	1	1	2
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F		137	4	141
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano t-2	47	1	48
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	78	0	78
J=I+H-G		-12	-2	-14
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)*(1+L)		-13	-2	-15

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

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-53 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-53 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Duriensegás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Real 2º sem 2009		Total
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	348	8	356
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	84	2	86
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	4	3	7
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t		268	9	277
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifa de Comercialização no ano t-2	8	0	9
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	355	8	364
J=I+H-G Desvio do 2º semestre de 2009		96	0	95
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)/(1+L) Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009		100	0	100

3.6.4 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL, S.A.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-54 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-54 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização da EDP Gás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	3 414	69	3 483
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	585	12	597
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	44	33	77
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	354	2	356
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	3 226	92	3 318
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano t-2	47	1	47
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	2 971	60	3 031
J=I+H-G	Desvio do 2º semestre de 2009	-209	-31	-239
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)*(1+L)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	-219	-32	-251

3.6.5 LISBOAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-55 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-55 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização da LisboaGás
Comercialização repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	6 238	1 885	8 123
B	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
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo <i>j</i> , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 766	18	1 785
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo <i>j</i> prevista para o ano gás <i>t</i>	76	32	107
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo <i>j</i> , reportado ao início de cada período de regulação	1 871	4	1 875
F	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
G=A+B-C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i>	6 419	1 902	8 321
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista <i>k</i> pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano <i>t-2</i>	140	1	142
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás <i>t-2</i>	3 950	9	3 959
J=I+H-G	Desvio do 2º semestre de 2009	-2 329	-1 892	-4 220
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)*(1+L)	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	-2 437	-1 980	-4 417

3.6.6 LUSITANIAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-56 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-56 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização da Lusitaniagás Comercialização repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 776	896	2 672
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	340	6	346
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	28	28	56
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	321	1	322
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	1 785	920	2 704
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano t-2	-271	-5	-275
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	2 481	42	2 523
J=I+H-G	Desvio do 2º semestre de 2009	426	-883	-457
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)*(1+L)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	446	-924	-478

3.6.7 MEDIGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-57 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-57 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Medigás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	184	2	186
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	34	0	35
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	1	0	2
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	151	2	153
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano t-2	-12	0	-12
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	204	1	205
J=I+H-G	Desvio do 2º semestre de 2009	42	-2	40
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)*(1+L)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	44	-2	42

3.6.8 PAXGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-58 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-58 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Paxgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	40	0	40
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	3	0	3
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	0	0	0
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	36	0	37
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifa de Comercialização no ano t-2	-5	0	-5
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	36	0	36
J=I+H-G	Desvio do 2º semestre de 2009	-6	0	-6
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)*(1+L)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	-6	0	-6

3.6.9 SETGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-59 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-59 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Setgás
Comercialização repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 793	446	2 238
B	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
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo <i>j</i> , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás <i>t</i>	445	3	448
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo <i>j</i> prevista para o ano gás <i>t</i>	19	10	29
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo <i>j</i> , reportado ao início de cada período de regulação	258	0	258
F	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
G=A+B-C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 625	453	2 078
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista <i>k</i> pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano <i>t-2</i>	-262	-2	-263
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás <i>t-2</i>	2 265	15	2 280
J=I+H-G	Desvio do 2º semestre de 2009	378	-440	-62
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)/(1+L)	Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da função de Comercialização de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	396	-460	-65

3.6.10 SONORGÁS - SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-60 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-60 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Sonorgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	367	3	371
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	11	0	11
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	48	0	48
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	1	1	2
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F		332	4	336
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano t-2	238	10	249
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	116	1	117
J=I+H-G		22	7	30
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)*(1+L)		23	8	31

3.6.11 TAGUSGÁS - EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-61 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de comercialização no 2.º semestre de 2009 com os proveitos aceites pela ERSE com base nos valores reais enviados pela empresa e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Nos termos do Regulamento Tarifário os proveitos permitidos desta actividade são repartidos por clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, vem reforçar a necessidade de calcular estas verbas subdividindo o valor do ajustamento do 2.º semestre de 2009 a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 3-61 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização da Tagusgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Real 2º sem 2009		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	408	14	422
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0
C	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	46	2	48
D	Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t	5	10	15
E	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	80	1	81
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j, relativo ao ano gás t-2	0	0	0
G=A+B-C+D+E-F		447	23	469
H	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de Comercialização no ano t-2	-132	-4	-136
I	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Comercialização no ano gás t-2	360	3	363
J=I+H-G		-218	-24	-243
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de spread	1,8%	1,8%	1,8%
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
M = J*(1+K)*(1+L)		-228	-26	-254

3.7 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE

O Quadro 3-62 permite comparar os proveitos permitidos do 2.º semestre de 2009 considerados em tarifas, os proveitos facturados e os ajustamentos apurados a repercutir nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.

Quadro 3-62 - Proveitos permitidos no 2.º semestre de 2009 e ajustamentos no ano gás 2011-2012

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos efectivamente facturados (2º semestre de 2009 / ano gás t-2)	Compensação recebida pela aplicação das tarifas	Proveitos a proporcionar (2º semestre de 2009 / ano gás t-2)	Desvio	Desvio actualizado para 2011-2012 *	Ajustamento provisório calculado em 2010-2011 actualizado a 2011-2012	Ajustamento a repercutir no ano gás 2011-2012
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) + (2) - (3)	(5) = (4) x [((1+it-2)x(1+it-1))-1]	(6)	(7) = (5)+(6)
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	19 221		22 361	-3 140	-3 287		-3 287
Proveitos permitidos da função de Recepção de GNL	2 597		3 349	-752	-787		-787
Proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL	9 136		9 801	-665	-696		-696
Proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL	7 355		8 702	-1 347	-1 410		-1 410
Proveitos permitidos das ilhas para abastecimento de camiões cisterna	133		510	-376	-394		-394
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	8 486		9 029	-543	-569		-569
Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural - REN Armazenagem	7 236		7 607	-371	-388		-388
Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural - Transgás Armazenagem	1 250		1 422	-173	-181		-181
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	53 719		59 530	-5 811	-6 082		-6 082
Proveitos da actividade de transporte de gás natural	47 924		53 130	-5 206	-5 448		-5 448
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema	5 795		6 400	-605	-633		-633
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	104 728	0	130 520	-25 792	-27 031		-27 031
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS	2 339	0	2 362	-23	-24		-24
Ajustamentos a recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT	16 800	0	19 233	-2 433	-2 582		-2 582
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	85 588	0	108 925	-23 336	-24 424		-24 424
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	284 137		359 660	-75 523	-79 174	70 555	-8 619
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	284 137		359 660	-75 523	-79 174	70 555	-8 619
Proveitos dos comercializadores de último recurso	56 942		58 934	-1 993	-2 085		-2 085
Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	56 942		58 934	-1 993	-2 085		-2 085
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes	56 575		56 575	0	0		0
Ajustamento aditividade tarifária					0		0
Proveitos da função de Comercialização a grandes clientes	366		2 359	-1 993	-2 085		-2 085
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m³	86 953	7	90 456	-3 496	-3 659	0	-3 659
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	86 798		86 798	0	0	0	0
Ajustamento aditividade tarifária							0
Proveitos da função de Comercialização	154	7	3 658	-3 496	-3 659		-3 659
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - ≤ 10 000 m³	87 064	-7	84 873	2 184	-9 879	4 691	-5 188
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	73 566		69 976	3 590	3 764	4 691	8 455
Ajustamento aditividade tarifária							-12 171
Proveitos da função de Comercialização	13 497	-7	14 897	-1 407	-1 472		-1 472

4 AJUSTAMENTOS REFERENTES AO ANO CIVIL 2010

O Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 4878/2010, de 18 de Março contempla a nova opção da ERSE de efectuar ajustamentos provisórios do ano s-1 de modo a reduzir o desfasamento entre valores previstos e reais, tanto em termos temporais como ao nível do custo com os juros respectivos.

Este ajustamento provisório será anulado e substituído no ano gás seguinte pelos valores definitivos enviados pelas empresas.

4.1 ACTIVIDADES DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL - REN ATLÂNTICO, TERMINAL DE GNL, S.A

CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 4-1 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010 da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-1 - Ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Unidade: 10³ EUR

		1º semestre 2010	2º semestre 2010	Ano 2010
a	Custos com capital afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	20 428	13 079	33 508
b	Custos de exploração afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 203	4 273	8 476
	<i>Componente fixa dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</i>		1 704	
	<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>		0,0751	
	<i>Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)</i>		18 427	
	<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>		0,0011	
	<i>Capacidade de emissão (m³/h)</i>		1 125 000	
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	304	0	304
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	1		1
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas às Interligações			
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread			
g	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread			
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1			
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 em s-2	2 250	-180	2 069
1 = a+b-c-d-e*(1+f)*(1+g)-h-i	Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	22 078	17 532	39 611
j	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano 2010	15 087	16 624	31 712
k = j -1	Desvio do ano 2010	-6 991	-908	-7 899
l	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	2,814%	2,814%	2,814%
2 = k * (1+l)	Ajustamento no ano 2010 dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	-7 188	-934	-8 121

Atendendo a que nesta actividade ainda se mantém a aplicação da metodologia de alisamento do custo com capital, que distribuiu de forma equitativa ao longo de um período de 10 anos o valor dos investimentos, corrigindo automaticamente parte do desvio ocorrido anualmente, optou-se pela não inclusão do ajustamento provisório de s-1 nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.

4.2 ACTIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

4.2.1 REN ARMAZENAGEM, S.A.

O Quadro 4-2 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010 da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-2 - Ajustamento dos proveitos permitidos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		2010 (ano s-1)
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	3 085
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	96 643
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afectos a esta actividade	2 662
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0,200
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"	74
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	
m	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-2 401
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m	Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	15 954
n	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	13 068
2 = n-1	Desvio do ano 2010	-2 886
o	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano 2010, acrescida de spread	2,814%
3=2*(1+o)	Ajustamento no ano gás t dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, relativos ao ano 2010	-2 967

4.2.2 TRANSGÁS ARMAZENAGEM, S.A.

O Quadro 4-3 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010 da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-3 - Ajustamento dos proveitos permitidos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		2010 (ano s)
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	596
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	18 050
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afectos a esta actividade	745
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	1
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	
m	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Actividade de Armazenamento Subterrâneo, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-73
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m	Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	2 857
j	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	3 177
2 = j-1	Desvio do ano 2010	320
k	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano 2010, acrescida de spread	2,814%
3=2*(1+k)	Ajustamento no ano gás t dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, relativos ao ano 2010	329

4.3 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL – REN GASODUTOS, S.A.

4.3.1 ACTIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 4-4 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-4 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Técnica Global do SNGN

Unidade: 10³ EUR

		Ano 2010
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	16 640
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	13 764
1	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participado	4 255
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	35 659
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8%
4	Custos de exploração afectos a esta actividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s	3 246
5	Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural	3 411
6	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infra-estruturas	0
7	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	0
C	Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0
D	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0
E	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	0
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	497
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	3 031
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	
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 em s-2	652
J=A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	16 640
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.	21 890
K=8	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	21 890
L=J+K	Proveitos a recuperar no ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	38 530
M	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano 2010	37 543
N	Desvio do ano 2010	-987
P	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	2,814%
Q=N*(1+O)*(1+P)	Ajustamento no ano 2010 dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	-1 015

4.3.2 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 4-5 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-5 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR		
		1º semestre	2º semestre	Ano 2010
1	Custos com capital afectos à actividade de Transporte de gás natural	40 996	42 523	83 519
2	Custos de exploração afectos à actividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	9 655	9 124	18 779
	<i>Componente fixa dos proveitos afectos à actividade de Transporte de gás natural</i>		4 266	
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da energia transportada (€/kWh)</i>		0,0147	
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (€/GRMS)</i>		10,8575	
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (€/kms)</i>		2,7079	
	<i>Energia transportada pelo operador da rede de Transporte de gás natural (GWh)</i>		30 606	
	<i>GRMS fim ano civil</i>		83	
	<i>Kms gasodutos fim ano civil</i>		1 295	
3	Proveitos da actividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	125	125	250
4	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	74	492	565,483
5	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes			0
6	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		964	964
7	Ajustamento dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1			
8	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-2 353	-3 269	-5 622
A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	52 953	56 247	109 200
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		1 172	1 172
C=A+B	Proveitos a recuperar para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	52 953	57 420	110 373
D	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas calculados com base em valores verificados no ano 2010	49 452	48 415	97 867
E=D-C	Desvio do ano 2010	-3 501	-9 005	-12 506
G	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	2,814%	2,814%	2,814%
H=E*(1+F)*(1+G)	Ajustamento no ano 2010 dos proveitos actividade de Transporte de gás natural	-3 599	-9 258	-12 858

4.4 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

4.4.1 BEIRAGÁS – COMPANHIA DE GÁS DAS BEIRAS, S.A.

O Quadro 4-6 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-6 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 708	2 423	3 284
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			726
	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			58 111
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	4 294	1 942	2 353
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t		2 077	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t		136	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			649
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			3,0%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,0206120
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			29 070
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,0254070
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			43 475
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			3,5%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	99		99
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	2 034		2 034
F=A+B+C+D+E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	8 067	4 365	3 702
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	-525	365	-889
I	Proveitos estimados facturar pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	9 649	4 824	4 824
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	1 057	824	233
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	1 087	847	239

O Quadro 4-7 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturar e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-7 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	598	299	299
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	-114	0	-114
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	598	299	299
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-114	0	-114
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	-117	0	-117

O Quadro 4-8 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-8 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Beiragás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	1 346	673	673
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	-17	-44	27
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	1 346	673	673
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-17	-44	27
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	-17	-45	28

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

O Quadro 4-9 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-9 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 186	472	714
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			323
	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			8 888
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	1 060	550	510
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	0	552	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	3	3	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			92
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			1,5%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,076900
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			1 981
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,044284
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			6 014
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			2,5%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	5		5
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	287		287
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	1 963	1 021	942
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	922	557	365
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	1 538	769	769
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	496	304	192
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	510	313	197

O Quadro 4-10 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-10 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	15	8	8
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	-1	0	-1
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	15	8	8
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-1	0	-1
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	-1	0	-1

O Quadro 4-11 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-11 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Dianagás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	91	45	45
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	24	23	0
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	91	45	45
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	24	23	0
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	24	24	0

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

O Quadro 4-12 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-12 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	3 919	1 958	1 961
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			577
	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			31 433
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	1 742	865	877
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t		893	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t		28	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			164
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			3,0%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,044925
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			7 275
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,016370
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			23 614
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			4,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	-35		-35
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	230		230
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	5 396	2 823	2 573
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	1 484	856	628
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	5 690	2 845	2 845
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	1 779	878	900
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	1 829	903	926

O Quadro 4-13 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-13 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturado pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	31	16	16
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	-5	0	-5
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	31	16	16
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-5	0	-5
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	-5	0	-5

O Quadro 4-14 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-14 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Duriensegás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	206	103	103
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	137	108	30
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	206	103	103
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	137	108	30
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	141	111	31

4.4.4 LISBOAGÁS GDL - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE LISBOA, S.A.

O Quadro 4-15 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-15 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Lisboagás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	55 715	26 739	28 977
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			4 324
	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			559 907
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	28 987	14 634	14 353
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t		17 192	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t		2 558	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			5 677
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			1,5%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,016802
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			250 008
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,000946
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			500 360
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			1,5%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	1 071		1 071
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	8 952		8 952
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	76 822	41 373	35 450
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP	1 172		1 172
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	6 533	2 255	4 277
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	86 494	43 247	43 247
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	17 377	4 130	13 247
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	17 866	4 246	13 620

O Quadro 4-16 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-16 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	2 367	1 184	1 184
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	7	0	7
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	2 367	1 184	1 184
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	7	0	7
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	7	0	7

O Quadro 4-17 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-17 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da LisboaGás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	9 674	4 837	4 837
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	679	216	463
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	9 674	4 837	4 837
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	679	216	463
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	698	222	476

4.4.5 LUSITANIAGÁS - COMPANHIA DE GÁS DO CENTRO, S.A.

O Quadro 4-18 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-18 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	29 380	14 019	15 361
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			2 963
	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			281 589
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação	0	0	4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	9 464	5 111	4 353
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t		5 410	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t		299	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			1 648
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			0,5%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,003739
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			349 968
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,007375
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			189 313
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			0,5%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	239		239
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	338		338
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	38 744	19 129	19 615
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	-9 258	-5 818	-3 440
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	46 713	23 357	23 357
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	-1 289	-1 591	301
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	-1 326	-1 635	310

O Quadro 4-19 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-19 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturado pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	3 233	1 617	1 617
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	23	0	23
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	3 233	1 617	1 617
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	23	0	23
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	24	0	24

O Quadro 4-20 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-20 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Lusitaniagás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	13 623	6 812	6 812
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	-869	-886	16
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	13 623	6 812	6 812
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-869	-886	16
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	-894	-911	17

4.4.6 MEDIGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

O Quadro 4-21 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-21 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	2 264	1 050	1 215
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			533
	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			15 485
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	935	505	430
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	0	519	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	14	14	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			77
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			0,5%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,052618
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			3 123
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,012387
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			15 271
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			1,5%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	-3		-3
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	699		699
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	2 498	1 555	943
G	Valor transferido do ORT para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	605	878	-274
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	2 095	1 047	1 047
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	201	371	-170
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	207	381	-174

O Quadro 4-22 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-22 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturador pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	24	12	12
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	-4	0	-4
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	24	12	12
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-4	0	-4
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	-4	0	-4

O Quadro 4-24 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-23 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Medigás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturador pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	129	65	65
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	26	30	-4
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	129	129	129
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	26	-34	-69
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	27	-35	-71

4.4.7 PAXGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

O Quadro 4-24 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-24 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	424	158	266
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			111
	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			3 510
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			0
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	330	165	165
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	0	166	166
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	3	2	2
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - €/m ³			
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD -€/Pontos abastecimento			
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	4		4
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	-62	0	-62
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	820	323	497
G	Valor transferido do ORT para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	444	173	271
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	499	249	249
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	123	99	23
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	126	102	24

O Quadro 4-25 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-25 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturado pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	5	2	2
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	-1	0	-1
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	5	2	2
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-1	0	-1
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	-1	0	-1

O Quadro 4-26 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-26 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Paxgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	19	10	10
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	-4	-9	4
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	19	10	10
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-4	-9	4
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	-4	-9	4

4.4.8 PORTGÁS - SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A.

O Quadro 4-27 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-27 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Portgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	37 862	18 225	19 638
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			4 250
	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			349 477
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	11 174	6 079	5 095
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	0	6 947	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t		868	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			1 832
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			0,5%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,00542
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			285 021
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,00722
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			238 121
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			0,5%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	651		651
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	-961		-961
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	50 649	24 304	26 345
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	-7 964	-2 575	-5 389
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	61 797	30 899	30 899
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	3 184	4 020	-836
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	3 274	4 133	-859

O Quadro 4-28 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-28 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Portgás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	5 906	2 953	2 953
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	24	0	24
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	5 901	2 951	2 951
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	29	2	27
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	30	2	28

O Quadro 4-29 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-29 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Portgás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	11 510	5 755	5 755
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	328	513	-185
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	9 125	4 563	4 563
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	2 713	1 706	1 007
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	2 789	1 754	1 035

4.4.9 SETGÁS - SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A.

O Quadro 4-30 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-30 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	15 357	7 177	8 180
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			1 595
	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			149 549
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	6 090	3 155	2 935
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t		3 343	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t		189	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			1 149
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			1,5%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,011600
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			72 715
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,006451
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			146 143
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			1,5%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	0		0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	166		166
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	1 312		1 312
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	20 300	10 332	9 968
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	372	-158	530
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	22 237	11 119	11 119
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	2 309	629	1 680
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	2 374	647	1 727

A aplicação das metas de eficiência no ajustamento dos custos do 1.º semestre de 2010, seguiu um procedimento semelhante ao adoptado no 2.º semestre de 2009.

O Quadro 4-31 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-31 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	689	344	344
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	5	0	5
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	689	344	344
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	5	0	5
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	6	0	6

O Quadro 4-32 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-32 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Setgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	3 043	1 521	1 521
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	-376	-3	-374
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	3 043	1 521	1 521
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-376	-3	-374
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	-387	-3	-384

4.4.10 SONORGÁS - SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.

O Quadro 4-33 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-33 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Sonorgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	2 521	1 132	1 389
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			312
	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			24 458
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	1 941	1 195	746
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t		1 283	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t		88	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			121
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			3,0%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,083051
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			3 420
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,035311
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			9 636
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			4,0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	46	46	0
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	8	0	8
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	-566	0	-566
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	5 082	2 373	2 709
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	3 090	1 355	1 734
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	1 885	942	942
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	-108	-75	-33
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	-111	-77	-33

A aplicação das metas de eficiência no ajustamento dos custos do 1.º semestre de 2010, seguiu um procedimento semelhante ao adoptado no 2.º semestre de 2009.

O Quadro 4-34 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-34 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Sonorgás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	17	9	9
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	0	0	0
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	18	9	9
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	0	0	0
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	0	0	0

O Quadro 4-35 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-35 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Sonorgás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturar pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	146	73	73
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	-10	-49	39
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	155	78	78
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	-20	-54	34
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	-20	-55	35

4.4.11 TAGUSGÁS - EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A

O Quadro 4-36 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-36 - Ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de gás natural da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	7 683	3 599	4 084
	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			963
	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			70 898
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação			4,4%
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	2 852	1 141	1 711
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t		1 210	
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t		69	
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			606
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			3,0%
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,009196
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			58 822
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,019648
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			28 730
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD			3,5%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA			
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento prevista no ano s-1	24		24
E	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1	-1 184		-1 184
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos pelo operador da rede de distribuição k, com base nos valores estimados para o ano s-1	11 742	4 740	7 003
G	Valor transferido do ORD para o ORD k no ano s-1 relativamente ao diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP			
H	Compensação do operador da rede de distribuição k, pela aplicação da tarifa de URD no ano s-1	4 298	2 111	2 187
I	Proveitos estimados facturados pelo operador da rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano s-1	7 242	3 621	3 621
J = I+H+G-F	Desvio do ano 2010	-202	993	-1 194
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
L = J*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano 2010	-207	1 021	-1 228

O Quadro 4-37 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, resultante da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os proveitos estimados facturados e os proveitos a recuperar, a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-37 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturado pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano s-1	1 125	563	563
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	64	0	64
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, com base nos valores estimados para o ano s-1	1 160	580	580
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	29	-18	46
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano s-1	29	-18	48

O Quadro 4-38 permite comparar os valores aceites pela ERSE por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano de 2010, com os proveitos permitidos calculados tendo por base os valores provisórios e determinar o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-38 - Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT da Tagusgás

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Estimativa 2010	1.º S 2010	2.º S 2010
A	Proveito estimado facturado pelo ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	2 195	1 098	1 098
B	Compensação pelo ORD k, pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano s-1	83	100	-16
C	Proveito a recuperar pelo ORD k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, com base nos valores estimados para o ano s-1	1 544	772	772
D=A+B-C	Desvio do ano 2010	734	425	309
E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%
F = D*(1+E)	Valor estimado para o ajustamento do ORD, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano s-1	755	437	318

4.5 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO EM REGIME TRANSITÓRIO A GRANDES CLIENTES

No Artigo 80.º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos do comercializador de último recurso em regime transitório a grandes clientes do ano gás 2011-2012, incorporam o valor estimado para o ajustamento dos proveitos da função de Comercialização de gás natural em regime transitório a grandes clientes relativo ao ano s-1.

Este ajustamento é determinado pelo diferencial entre os proveitos facturados pela aplicação das tarifas de Comercialização, no ano 2010 e os proveitos permitidos calculados com base nos custos ocorridos no

ano s-1. O valor do ajustamento é actualizado de acordo com o disposto no Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 4-39 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-39 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes

		Unidade: 10 ³ EUR
		Estimativa 2010
A	Custos de exploração da função de Comercialização a grandes clientes aceites em condições de gestão eficiente, previstos para o ano s	2 020
B	Amortização do activo fixo deduzidas das amortização do activo participado da função de Comercialização a grandes clientes, previstas para o ano s	0
C	Proveitos destafunção, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano s	0
D	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s	224
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano s-1	0
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano gás t-2	-771
G=A+B-C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes com base nos custos estimados para o ano s-1	3 015
H	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	-771
I	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de comercialização no ano s-1	581
J	Valor transferido da UGS I	497
K = I+J-H-G	Desvio dos proveitos da função de comercialização para o ano 2010	-1 166
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010 acrescida de spread	2,8%
M = K*(1+L)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano de 2010	-1 199

A ERSE efectuou uma análise da evolução dos custos de exploração reais e estimados enviados pela empresa, tendo em vista a aceitação do valor estimado para o ano de 2010. Esta análise fez realçar uma discrepância acentuada no valor enviado, pelo que a ERSE optou por aceitar um nível de custos adaptado à evolução da actividade da empresa.

4.6 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Regulamento Tarifário prevê no Artigo 84.º (Proveitos da função de Comercialização de gás natural) um ajustamento tendo em conta os valores estimados para o ano s-1 (2010). A estes ajustamentos acrescem juros calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

Os ajustamentos da actividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicam-se às seguintes empresas reguladas da actividade de Comercialização de último recurso retalhista:

- Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.
- Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.
- Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.
- EDP Gás Serviço Universal, S.A.
- Lisboagás Comercialização, S.A.
- Lusitaniagás Comercialização, S.A.
- Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.
- Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.
- Setgás Comercialização, S.A.
- Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.
- Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO EFICIENTES DO 1º SEMESTRE DE 2010

De acordo com o mencionado, o ano de 2010 caracteriza-se por assumir duas formas de regulação diferentes para cada um dos semestres. Desta forma, e tal como referido no cálculo dos ajustamentos referentes ao 2º semestre de 2009, a ERSE efectuou uma análise comparativa entre os custos enviados pelas empresas e os custos considerados para tarifas para o 1.º semestre de 2010.

Deste modo, a ERSE considerou que deveria ser dado um sinal aos operadores no sentido de desenvolverem actuações eficientes, tanto a nível de elaboração das suas previsões, como na perspectiva de contenção dos custos, tendo em vista o interesse dos consumidores.

Para tal, foram considerados os seguintes procedimentos relativamente aos custos para o 1º semestre de 2010:

- Adopção dos custos controláveis reais de exploração;
- Determinação do diferencial entre o custo unitário de exploração utilizado para as tarifas de 2009-2010 e o custo unitário calculado com base nos pontos de entrega reais.

4.6.1 BEIRAGÁS – COMPANHIA DE GÁS DAS BEIRAS, S.A.

O Quadro 4-40 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-40 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Beiragás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º Semestre		2º semestre		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	465	208	523	55	1 250
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			112,7235	12,122	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			0,002404	0,000283	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			38 943 200	129 178 370	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			7,3222815	43,4874425	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j			43 226	141	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	43	32	43	32	149
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	81	0	81	0	163
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	-68	-63	-131
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	589	240	715	150	1 694
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-71	-71
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	589	240	715	79	1 623
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	197		142		339
K	Valor transferido da UGS l				203	203
L	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	670	14	671	115	1 470
M=L+K+J+H-G	Desvio do ano 2010	278	-226	97	239	388
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
O = M*(1+N)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	286	-233	100	246	399

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

O Quadro 4-41 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-41 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Dianagás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º Semestre		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	162	39	165	2	368
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			23.411	0,5995	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0,005688	0,000091	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			9 606 476	7 343 665	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			14,5543005	21,3131355	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			5 993	15	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	7	4	7	4	22
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os vóres ocorridos no ano gás t-2	0	0	-19	-3	-22
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	169	43	191	9	412
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-4	-4
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	169	43	191	5	408
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	48		101		149
K	Valor transferido da UGS l				102	102
L	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	92	1	93	13	199
M=L+K+J+H-G	Desvio do ano 2010	-29	-42	4	110	43
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%
O = M*(1+N)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	-30	-43	4	113	44

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

O Quadro 4-42 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-42 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Duriensegás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º semestre		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	217	116	312	25	670
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			59,8705	5,8865	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0,002409	0,000413	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			32 521 715	37 360 813	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			7,380251	42,045939	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			23 495	97	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	36	19	36	19	111
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	-24	-28	-53
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	253	135	372	73	834
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-31	-31
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	253	135	372	42	802
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	9		49		58
K	Valor transferido da UGS l				18	18
L	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	352	8	372	48	780
M=L+K+J+H-G	Desvio do ano 2010	107	-128	49	24	53
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
O = M*(1+N)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	110	-131	51	25	55

4.6.4 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL, S.A.

O Quadro 4-43 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-43 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da EDP Gás

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º semestre		
		≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	
		Unidade: 10³ EUR				
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	2 954	247	3 381	228	6 809
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			405,1855	47,918	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0,001522	0,000175	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			418 255 152	672 082 796	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			10,296448	65,985065	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			227 162	940	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	200	118	200	118	635
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	445	2	445	2	893
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	-216	-646	-861
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	3 599	366	4 241	993	9 198
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-693	-693
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	3 599	366	4 241	300	8 505
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	47		133		181
K	Valor transferido da UGS l				1 684	1 684
L	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	3 162	58	3 261	534	7 014
M=L+K+J+H-G	Desvio do ano 2010	-389	-309	-847	1 918	373
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
O = M*(1+N)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	-400	-317	-871	1 972	384

4.6.5 LISBOAGÁS GDL - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE LISBOA, S.A.

O Quadro 4-44 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-44 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Lisboagás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º semestre		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	4 571	1 310	7 800	759	14 440
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			1082,267	108,9525	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0,002171	0,000563	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			590 450 298	937 727 676	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			10,887965	154,679758	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			499 239	791	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	81	36	81	36	235
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	983	2	983	2	1 969
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os Vores ocorridos no ano gás t-2	0	0	160	-1 280	-1 120
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	5 635	1 348	8 704	2 077	17 763
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-1 351	-1 351
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	5 635	1 348	8 704	726	16 413
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	142		-476		-334
K	Valor transferido da UGS I				784	784
L	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	7 783	67	7 754	667	16 270
M=L+K+J+H-G	Desvio do ano 2010	2 290	-1 282	-1 426	725	308
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
O = M*(1+N)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	2 354	-1 318	-1 466	745	316

4.6.6 LUSITANIAGÁS - COMPANHIA DE GÁS DO CENTRO, S.A.

O Quadro 4-45 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-45 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Lusitaniagás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º semestre		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	1 478	672	1 608	392	4 150
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			389,3875	67,354	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0,001881	0,000354	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			0,001881	0,000354	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			154 848 052	813 015 066	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			5,080239	81,826927	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j			188 490	448	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	43	43	43	43	171
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	366	1	366	1	735
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	243	-597	-354
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	1 887	715	1 775	1 032	5 409
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-641	-641
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	1 887	715	1 775	392	4 769
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	-275		-610		-886
K	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	2 889	39	2 920	608	6 456
L=K+J+H-G	Desvio do ano 2010	727	-677	535	216	801
M	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
N = L*(1+M)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	748	-696	550	222	824

4.6.7 MEDIGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

O Quadro 4-46 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-46 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Medigás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º semestre		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	329	47	210	2	588
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			37,4415	0,5105	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			0,003922	0,000088	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			15 309 038	11 132 738	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			7,644061	11,1938675	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j			14 727	25	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	9	4	9	4	26
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	-90	-38	-128
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	338	51	310	44	742
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-38	-38
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	338	51	310	5	704
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	-12		104		92
K	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	221	2	229	13	466
L=K+J+H-G	Desvio do ano 2010	-129	-49	23	8	-146
M	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
N = L*(1+M)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	-132	-50	24	8	-150

4.6.8 PAXGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

O Quadro 4-47 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-47 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Paxgás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º semestre		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	42	0	42	0	85
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	3	1	3	1	8
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	-14	0	-14
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	45	2	59	2	108
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				0	0
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	45	2	59	2	108
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	-5		-5		-10
K	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	44	0	52	2	98
L=K+J+H-G	Desvio do ano 2010	-7	-1	-12	0	-20
M	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
N = L*(1+M)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	-7	-1	-13	0	-21

4.6.9 SETGÁS - SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A.

O Quadro 4-48 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-48 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Setgás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º semestre		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	1 072	419	1 337	154	2 982
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			273,064	33,824	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			0,002521	0,000551	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			140 652 659	187 288 938	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			4,8632615	112,278135	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j			145 909	152	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	88	46	87	46	267
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	281	0	281	0	562
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	35	-302	-268
G=A+B+C+D-E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	1 441	465	1 671	503	4 079
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-324	-324
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	1 441	465	1 671	179	3 755
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	-263		-255		-519
K	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	2 218	13	2 227	186	4 643
L=K+J+H-G	Desvio do ano 2010	514	-452	301	7	369
M	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%
N = L*(1+M)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	529	-465	309	7	380

4.6.10 SONORGÁS - SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.

O Quadro 4-49 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-49 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Sonorgás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total
		1º semestre		2º semestre		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	487	1	608	25	1 123
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			99,8395	5,4975	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			0,012273	0,000834	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			17 199 918	18 579 224	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			35,280899	51,6649065	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j			8 442	79	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	11	0	11	0	22
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	3	3	3	3	12
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	-216	-13	-229
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	502	4	839	40	1 385
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-13	-13
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	502	4	839	27	1 372
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	249		809		1 057
K	Valor transferido da UGS l				240	240
L	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	118	5	124	20	266
M=L+K+J+H-G	Desvio do ano 2010	-136	1	94	233	192
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%
O = M*(1+N)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	-139	1	96	239	197

4.6.11 TAGUSGÁS - EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A

O Quadro 4-50 apresenta o cálculo do ajustamento provisório do ano civil de 2010, a repercutir no ano gás 2011-2012.

Quadro 4-50 - Ajustamento dos proveitos permitidos na função de Comercialização de último recurso retalhista da Tagusgás

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010				Total 2º sem
		2º Sem		2º Sem		
		≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	
A	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural aceites em condições de gestão eficiente, deduzidos dos proveitos afectos a esta função que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	355	11	532	149	1 047
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			60,4315	15,1825	
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0,00298	0,000336	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh			28 647 789	351 919 504	
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j			13,54322	139,410526	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente			28 542	113	
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta função deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s e s+1	2	8	2	8	19
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização reportado ao início de cada período de regulação	53	0	53	0	107
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	19	-74	-56
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural com base nos custos estimados para 2010	411	19	569	231	1 229
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s				-85	-85
I	Proveitos a recuperar pela função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano 2010	411	19	569	147	1 145
J	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de comercialização no ano t-2	-136		8		-128
K	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de comercialização no ano 2010	378	11	392	204	984
L=K+J+H-G	Desvio do ano 2010	-169	-7	-169	57	-289
M	taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano 2010, acrescida de spread	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
N = L*(1+M)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano 2010	-174	-7	-174	58	-297

4.7 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE

O Quadro 4-51 permite comparar os proveitos previstos recuperar e a proporcionar no ano de 2010 e os ajustamentos apurados a repercutir nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.

Quadro 4-51 - Proveitos permitidos no ano 2010 e ajustamentos no ano gás 2011-2012

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos previstos recuperar (ano gás t-1 e ano civil 2010)	Compensação recebida pela aplicação das tarifas	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro	Proveitos a proporcionar (ano gás t-1 e ano civil 2010)	Desvio	Desvio actualizado para 2011-2012	Ajustamento provisório calculado em 2010-2011 actualizado a 2011-2012	Ajustamento a repercutir no ano gás 2011-2012
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1) + (2) - (3) - (4)	(6) = (5) x ((1+it)-1)	(7)	(7) = (6)+(7)
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	31 712			39 611	-7 899	-8 121		-8 121
Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	31 712			39 611	-7 899	-8 121		-8 121
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	16 244			18 810	-2 566	-2 638		-2 638
Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural - REN Armazenagem	13 068			15 954	-2 886	-2 967		-2 967
Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural - Transgás Armazenagem	3 177			2 857	320	329		329
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	135 410			148 903	-13 493	-13 873		-13 873
Proveitos da actividade de transporte de gás natural	97 867			110 373	-12 506	-12 858		-12 858
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema	37 543			38 530	-987	-1 015		-1 015
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	299 839	0		275 080	24 758	25 455		25 455
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS	14 011	0		14 041	-30	-31		-31
Ajustamentos a recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT	41 982	0		38 956	3 026	3 112		3 112
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	243 846	0		222 084	21 762	22 375		22 375
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	235 884			320 394	-84 510	-87 082	97 481	10 398
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	235 884			320 394	-84 510	-87 082	97 481	10 398
Proveitos dos comercializadores de último recurso								
Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	77 961	0	-2 089	81 217	-1 166	-1 199	0	-1 199
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes	76 883		-1 318	78 201	0	0		0
Ajustamento aditividade tarifária						0		0
Proveitos da função de Comercialização a grandes clientes	1 078		-771	3 015	-1 166	-1 199		-1 199
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	159 384	0	-5 072	164 091	365	375	0	375
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	153 729		-1 821	155 550	0	0		0
Ajustamento aditividade tarifária						0		0
Proveitos da função de Comercialização	5 656	0	-3 250	8 541	365	375		375
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - ≤ 10 000 m ³	124 966			134 352	-1 768	-1 826	0	-1 826
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	88 945		-7 618	100 039	-3 476	-3 582		-3 582
Proveitos da função de Comercialização	36 021	0	0	34 313	1 708	1 756		1 756

Nota: O ajustamento do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no montante de -8 121 milhares de euros não foi incluído nos proveitos permitidos de 2011-2012, conforme explicado no ponto 4.1.

5 AJUSTAMENTOS REFERENTES AO ANO GÁS 2009-2010

5.1 COMERCIALIZADOR DO SNGN

De acordo com o Artigo 70.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento no ano gás 2011-2012 dos proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador do SNGN relativos ao ano gás t-2 (2009-2010) é dado pela diferença entre os proveitos facturados ao comercializador de último recurso grossista e os custos com a aquisição de gás natural no âmbito dos contratos de *take or pay*, com o uso do terminal de GNL, com o acesso ao armazenamento subterrâneo de gás natural, com o uso da rede de transporte, com o custo da imobilização das reservas estratégicas e com os custos de funcionamento do comercializador de SNGN.

O ajustamento relativo aos custos com a utilização das infra-estruturas, imobilização de reservas estratégicas e com o funcionamento do comercializador de SNGN ascende a 657 milhares de euros, o qual inclui juros no montante de 19 milhares de euros. Este ajustamento será devolvido através do comercializador de último recurso grossista.

5.2 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

5.2.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Nos termos do Artigo 71º do Regulamento Tarifário, os proveitos do comercializador de último recurso grossista do ano gás 2011-2012 incorporam o ajustamento referente ao valor dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural no ano gás 2009-2010.

Este ajustamento é determinado pelo diferencial entre os proveitos obtidos pela aplicação da tarifa de Energia aos comercializadores de último recurso e os custos com a aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN. O valor do ajustamento é actualizado de acordo com o disposto no actual Regulamento Tarifário.

De acordo com esta metodologia, apurou-se o valor constante do Quadro 5-1:

Quadro 5-1 - Ajustamento em 2011-2012 do custo da energia de 2009-2010

		Unidade: 10 ³ EUR
		Ano gás 2009-2010
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	309 421
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista	0
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
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
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, no ano gás t-2	359 660
F	Proveitos facturados com a aplicação da tarifa de energia no ano gás t-2	284 137
G=F-E	Desvio no ano gás t dos proveitos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	-75 523
H	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,74%
I	Ajustamento provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-68 471
J	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,04%
K = (G*(1+H)-I)*(1+J)	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	-8 619

5.2.2 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL A GRANDES CLIENTES

No Artigo 73º do Regulamento Tarifário está previsto um ajustamento dos proveitos permitidos do ano gás $t-2$ (2009-2010) da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes.

O valor deste ajustamento corresponde à diferença entre o valor estimado dos proveitos por aplicação da tarifa de Energia e o valor dos custos com a aquisição de gás natural ao comercializador de último recurso grossista, no âmbito da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso. Ao valor apurado acrescem juros calculados de acordo com o disposto no actual Regulamento Tarifário.

O Quadro 5-2 permite comparar os valores facturados no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Quadro 5-2 - Ajustamento dos Custos com a Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista

Unidade: 10⁶ EUR

		Ano gás 2009-2010		Total
		2º Sem 2009	1º Sem 2010	
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	56 575	65 080	121 655
B	Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral	0	0	0
C	Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0	0	0
D	Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	0	0	0
E	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
F	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
G=A+B+C+D+E-F	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	56 575	65 080	121 655
H	Proveitos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes pela aplicação da tarifa de energia no ano gás t-2	56 575	65 080	121 655
I = H - G	Desvio no ano gás dos proveitos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	0
J	taxa de juro EURIBOR a três meses, média determinada com base nos valores diários do ano gás de t-2 acrescida de spread	1,74%	1,74%	1,74%
K	taxa de juro EURIBOR a três meses, média determinada com base nos valores diários do ano gás de t-2 acrescida de spread	3,04%	3,04%	3,04%
L = I*(1+J)*(1+K)	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	0	0	0

5.3 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O Regulamento Tarifário prevê no Artigo 77º (Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural) os ajustamentos seguintes:

- Um ajustamento tendo em conta os valores ocorridos no ano gás 2009-2010;
- Um ajustamento tendo em conta os valores ocorridos no ano gás 2009-2010, resultantes da convergência tarifária para tarifas aditivas, calculado através da diferença entre a soma dos proveitos facturados por aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais com a Compensação por aplicação da Tarifa de Energia e a soma dos proveitos facturados por aplicação de cada uma das Tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

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

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

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 5-3 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-3 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Beiragás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	2 784	4 024	6 808
B	Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral	0	0	0
C	Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0	0	0
D	Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	0	0	0
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	184	0	184
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	2 599	4 024	6 623
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	-61	0	-61
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	2 616	4 024	6 640
K	Desvio do ano gás t-2	-45	0	-45
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-166	0	-166
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	125	0	125

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -620 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-4.

Quadro 5-4 - Desvio da aditividade tarifária da Beiragás

		Ano gás 2009-2010 10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	9 537
B	Proveitos que resultam da facturação	10 128
C	Desvio da aditividade tarifária	-591
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-620

5.3.2 DIANAGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE ÉVORA, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 5-5 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-5 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Dianagás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	282	670	952
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	38	0	38
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	244	670	914
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	-24	0	-24
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	319	670	989
K	Desvio do ano gás t-2	51	0	51
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-23	0	-23
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	77	0	77

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -251 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-6.

Quadro 5-6 - Desvio da aditividade tarifária da Dianagás

		Ano gás 2009-2010
		10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	1 323
B	Proveitos que resultam da facturação	1 562
C	Desvio da aditividade tarifária	-240
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-251

5.3.3 DURIENSEGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO DOURO, S.A.**COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL**

O Quadro 5-7 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-7 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Duriensegás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	1 670	2 077	3 747
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	46	0	46
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 625	2 077	3 701
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	40	0	40
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	1 752	2 077	3 829
K	Desvio do ano gás t-2	168	0	168
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-111	0	-111
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	290	0	290

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -488 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-8.

Quadro 5-8 - Desvio da aditividade tarifária da Duriensegás

		Ano gás 2009-2010 10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	5 304
B	Proveitos que resultam da facturação	5 769
C	Desvio da aditividade tarifária	-465
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-488

5.3.4 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 5-9 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-9 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da EDP Gás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	18 291	23 745	42 037
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	1 340	0	1 340
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	16 951	23 745	40 696
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	-637	0	-637
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	17 525	23 745	41 271
K	Desvio do ano gás t-2	-62	0	-62
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-1 232	0	-1 232
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida spread	3,0%	3,0%	3,0%
O=(K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	1 205	0	1 205

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -2 041 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-10.

Quadro 5-10 - Desvio da aditividade tarifária da EDP Gás

		Ano gás 2009-2010
		10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	62 544
B	Proveitos que resultam da facturação	64 491
C	Desvio da aditividade tarifária	-1 947
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-2 041

5.3.5 LISBOAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.**COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL**

O Quadro 5-11 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-11 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Lisboagás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	29 287	20 617	49 904
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	616	0	616
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	28 671	20 617	49 288
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	984	0	984
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	29 444	20 617	50 061
K	Desvio do ano gás t-2	1 757	0	1 757
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-1 716	0	-1 716
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	3 610	0	3 610

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -2 546 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-12.

Quadro 5-12 - Desvio da aditividade tarifária da Lisboagás

		Ano gás 2009-2010
		10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	78 973
B	Proveitos que resultam da facturação	81 402
C	Desvio da aditividade tarifária	-2 429
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-2 546

5.3.6 LUSITANIAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 5-13 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-13 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	12 075	20 278	32 354
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	866	0	866
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	11 210	20 278	31 488
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	-282	0	-282
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	11 974	20 278	32 253
K	Desvio do ano gás t-2	483	0	483
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-671	0	-671
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	1 198	0	1 198

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -3 363 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-14.

Quadro 5-14 - Desvio da aditividade tarifária da Lusitaniagás

		Ano gás 2009-2010 10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	44 372
B	Proveitos que resultam da facturação	47 580
C	Desvio da aditividade tarifária	-3 208
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-3 363

5.3.7 MEDIGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 5-15 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-15 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	722	596	1 317
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	42	0	42
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	680	596	1 276
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	-29	0	-29
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	679	596	1 275
K	Desvio do ano gás t-2	-30	0	-30
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-44	0	-44
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
O=(K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	13	0	13

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -327 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-16.

Quadro 5-16 - Desvio da aditividade tarifária da Medigás

		Ano gás 2009-2010 10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	3 188
B	Proveitos que resultam da facturação	3 500
C	Desvio da aditividade tarifária	-312
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-327

5.3.8 PAXGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.**COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL**

O Quadro 5-17 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-17 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Paxgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	49	108	157
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	-2	0	-2
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	51	108	159
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	6	0	6
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	61	108	169
K	Desvio do ano gás t-2	16	0	16
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-11	0	-11
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	28	0	28

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -25 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-18.

Quadro 5-18 - Desvio da aditividade tarifária da Paxgás

		Ano gás 2009-2010
		10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	271
B	Proveitos que resultam da facturação	294
C	Desvio da aditividade tarifária	-23
i2009-2010E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i2010-2011E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-25

5.3.9 SETGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 5-19 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-19 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Setgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	6 595	8 014	14 609
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	222	0	222
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	6 373	8 014	14 387
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	144	0	144
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	7 235	8 014	15 248
K	Desvio do ano gás t-2	1 005	0	1 005
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-454	0	-454
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	1 521	0	1 521

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -1 964 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-20.

Quadro 5-20 - Desvio da aditividade tarifária da Setgás

		Ano gás 2009-2010 10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	31 418
B	Proveitos que resultam da facturação	33 291
C	Desvio da aditividade tarifária	-1 873
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-1 964

5.3.10 SONORGÁS – SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 5-21 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-21 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Sonorgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	550	938	1 487
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	14	0	14
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	536	938	1 474
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	13	0	13
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	604	938	1 542
K	Desvio do ano gás t-2	82	0	82
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-42	0	-42
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	129	0	129

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -106 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-22.

Quadro 5-22 - Desvio da aditividade tarifária da Sonorgás

		Ano gás 2009-2010 10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	2 322
B	Proveitos que resultam da facturação	2 422
C	Desvio da aditividade tarifária	-101
i ₂₀₀₉₋₂₀₁₀ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i ₂₀₁₀₋₂₀₁₁ E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-106

5.3.11 TAGUSGÁS – EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A.**COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL**

O Quadro 5-23 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2009-2010 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 5-23 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Tagusgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2009-2010		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	1 239	5 732	6 972
E	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	204	0	204
F	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0
H=A+B+C+D-E-F-G	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 036	5 732	6 768
I	Compensação do comercializador de último recurso retalhista k pela aplicação das tarifas de energia no ano t-2	-154	0	-154
J	Proveitos facturados por aplicação da tarifa de energia do ano gás t-2	1 356	5 732	7 088
K	Desvio do ano gás t-2	166	0	166
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%	1,7%	1,7%
M	Ajustamento energia provisório incluído nos proveitos permitidos de t-1	-82	0	-82
N	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
O = (K*(1+L)-M)*(1+N)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	259	0	259

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O regulador concebeu um sistema de tarifas aditivas quando iniciou a regulação do gás natural. No entanto, este mecanismo não pode ser implementado na sua totalidade e tem vindo a evoluir no sentido da aplicação total da aditividade. Para suprir esta diferença foi criado um mecanismo de compensação que preserva o valor global dos proveitos permitidos.

Porém, enquanto as tarifas não forem totalmente aditivas, o sistema gera um desvio, que no ano gás 2009-2010 ascendeu a -441 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 5-24.

Quadro 5-24 - Desvio da aditividade tarifária da Tagusgás

		Ano gás 2009-2010
		10 ³ EUR
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	9 197
B	Proveitos que resultam da facturação	9 618
C	Desvio da aditividade tarifária	-421
i2009-2010E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-2 acrescida de spread	1,7%
i2010-2011E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para o ano gás 2010-2011	-441

6 AJUSTAMENTOS REFERENTES AO ANO GÁS 2010-2011

6.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

6.1.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Nos termos do Artigo 76º do Regulamento Tarifário, os proveitos do comercializador de último recurso grossista do ano gás 2011-2012 incorporam o ajustamento referente ao valor dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural no ano gás 2010-2011.

Este ajustamento é determinado pelo diferencial entre os proveitos obtidos pela aplicação da tarifa de Energia aos comercializadores de último recurso e os custos com a aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN. O valor do ajustamento é actualizado de acordo com o disposto no actual Regulamento Tarifário.

De acordo com esta metodologia, apurou-se o valor constante do Quadro 6-1.

Quadro 6-1 - Ajustamento em 2011-2012 do custo da energia de 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

		Estimativa 2010-2011	Tarifas 2010-2011
A	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	225 793	65 132
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista		125 229
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	-68 471	-68 471
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	-19 879	-19 879
E	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	-6 252
D=A-B-C	Proveitos permitidos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, previstos para o ano gás t-1	320 394	284 962
E	Proveitos previstos com a aplicação da tarifa de energia no ano gás t-1	235 884	188 382
F	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	-7 632	-7 632
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	-86 969	-86 969
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	-1 979	-1 979
I	Factura extraordinária relativa à primeira tranche do acerto de preço de NLNG	6 631	
J = E - D - F - G	Desvio no ano gás t-1 dos proveitos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializador de último recurso	10 091	
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-1 acrescida de spread	3,0%	
L = J*(1+K)	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural no ano t-1 a incorporar no ano gás t	10 398	

Recentemente ocorreu uma revisão extraordinária de um segundo contrato de *take or pay* de aquisição de gás natural à Nigéria, que implicou um acerto do custo de aquisição de gás natural. O ajustamento considerado respeita a um montante já pago e auditado. As restantes parcelas do acerto excepcional serão incorporadas nas tarifas à medida que forem pagas e auditadas. Em consequência deste facto, a Transgás tem direito a receber a verba correspondente a esta revisão contratual no montante de 6 435 milhares de euros, acrescida de 196 milhares de euros, respeitante aos juros do ano gás 2010-2011. Esta verba será recuperada através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

6.2 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

No Artigo 82º do Regulamento Tarifário está previsto o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, tendo em conta os valores previstos em t-1. O valor apurado é actualizado de acordo com o disposto no actual Regulamento Tarifário.

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

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-2 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-2 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Beiragás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	2 856	6 164	9 020
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-166	0	-166
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	297	0	297
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	-759	-759
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	2 726	6 923	9 649
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	130	-759	-629
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	2 856	6 164	9 020
J	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	2 749	6 164	8 913
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-107	0	-107
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-111	0	-111

6.2.2 DIANAGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE ÉVORA, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-3 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-3 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Dianagás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	551	413	964
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-23	0	-23
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	19	0	19
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	-259	-259
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	555	672	1 227
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-4	-259	-263
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	551	413	964
J	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	531	413	944
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-21	0	-21
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-21	0	-21

6.2.3 DURIENSEGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO DOURO, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-4 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-4 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Duriensegás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	2 253	1 982	4 235
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-111	0	-111
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-203	0	-203
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	74	74
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	2 568	1 982	4 476
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-315	74	-241
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	2 253	1 982	4 235
J	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	2 168	1 982	4 151
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-85	0	-85
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-87	0	-87

6.2.4 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-5 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-5 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da EDP Gás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	26 165	32 370	58 535
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-1 232	0	-1 232
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-1 068	0	-1 068
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	-4 164	-4 164
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	28 466	36 534	64 999
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-2 300	-4 164	-6 464
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	26 165	32 370	58 535
J	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	25 181	32 370	57 551
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-984	0	-984
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-1 014	0	-1 014

6.2.5 LISBOAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-6 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-6 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Lisboagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	36 281	45 672	81 953
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-1 716	0	-1 716
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	615	0	615
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	-1 626	-1 626
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	37 383	47 297	84 680
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-1 102	-1 626	-2 728
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	36 281	45 672	81 953
J	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	34 916	45 672	80 588
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-1 365	0	-1 365
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-1 406	0	-1 406

6.2.6 LUSITANIAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-7 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-7 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Lusitaniagás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	12 230	39 653	51 883
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-671	0	-671
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-1 577	0	-1 577
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	2 337	2 337
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	14 478	37 316	51 794
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-2 248	2 337	89
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	12 230	39 653	51 883
J	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	11 770	39 653	51 423
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-460	0	-460
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-474	0	-474

6.2.7 MEDIGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-8 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-8 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁷ EUR

		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	894	572	1 467
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-44	0	-44
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-19	0	-19
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	-231	-231
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	957	803	1 760
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-63	-231	-294
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	894	572	1 467
J	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	861	572	1 433
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-34	0	-34
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-35	0	-35

6.2.8 PAXGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-9 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-9 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Paxgás repartido por escalão de consumo

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	219	62	281
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-11	0	-11
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	3	0	3
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	57	57
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	226	5	232
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-8	57	49
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	219	62	281
J	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	210	62	273
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-8	0	-8
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-8	0	-8

6.2.9 SETGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-10 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-10 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Setgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10³ EUR

		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	8 159	9 849	18 008
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-454	0	-454
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-174	0	-174
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	1 111	1 111
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	8 786	8 738	17 524
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-627	1 111	484
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	8 159	9 849	18 008
J	Proveitos estimados facturar por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	7 852	9 849	17 701
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-307	0	-307
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L)	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-316	0	-316

6.2.10 SONORGÁS – SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-11 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-11 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Sonorgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁷ EUR

		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	1 053	1 165	2 217
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-42	0	-42
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	34	0	34
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	378	378
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 061	786	1 847
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-8	378	370
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	1 053	1 165	2 217
J	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	1 013	1 165	2 178
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-40	0	-40
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-41	0	-41

6.2.11 TAGUSGÁS – EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A.

COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-12 permite comparar os proveitos que resultam da aplicação da tarifa de energia no ano gás 2010-2011 com os custos de compra e venda de gás natural considerados para esse ano e calcular o ajustamento a repercutir nas tarifas do ano gás 2011-2012.

Tendo em conta a já mencionada extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, julga-se oportuno apresentar o ajustamento dos custos do gás natural subdividido por escalão de consumo.

Quadro 6-12 - Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural da Tagusgás repartido por escalão de consumo

Unidade: 10⁷ EUR

		Ano gás 2010-2011		
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98.º e 99.º	1 760	15 828	17 587
B	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-82	0	-82
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-992	0	-992
D	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	0	1 260	1 260
E = A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	2 833	14 567	17 400
F	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t-1	-1 073	1 260	187
G = E + F	Proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t, pela aplicação da tarifa de energia	1 760	15 828	17 587
J	Proveitos estimados facturados por aplicação da tarifa de energia previstos para o ano gás t-1	1 693	15 828	17 521
K = J - F - E	Desvio do ano gás t-1	-66	0	-66
L	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de t-1 acrescida de spread	3,0%	3,0%	3,0%
M = (K*(1+L))	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-68	0	-68

6.3 AJUSTAMENTO DOS VALORES RECUPERADOS PELA TARIFA DE UGS I RELATIVOS AO DIFERENCIAL DA EXTINÇÃO DAS TARIFAS

O Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho, estabeleceu os procedimentos aplicáveis à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m³. Deste modo, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso sofreu uma forte diminuição, pelo que se torna necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas.

Os ajustamentos do passado, bem como os custos operacionais da actividade extinta e o mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, se fossem aplicados na totalidade aos clientes que permanecem no mercado regulado, teriam um impacto desproporcionado, 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 seja seriamente afectado.

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

No Quadro 6-13 apresentam-se as diferenças relativas à extinção das tarifas do 1.º semestre de 2010:

Quadro 6-13 - Diferenças apuradas relativas à extinção das tarifas do 1.º semestre de 2010

Unidade: 10³ EUR

	CURgc	Lisboagás	EDPgás	Sonorgás	Total
UGSI - Tarifas 2010-2011	497	1 107	1 684	240	3 528
UGSI - Recuperado por aplicação da tarifa 2010-2011	497	1 107	1 878	240	3 722
Total	0	0	194	0	194

6.4 AJUSTAMENTOS DOS VALORES RECUPERADOS PELA TARIFA DE UGS RELATIVOS À SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADOS

No que respeita à 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 passou a reconhecer na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGSII) os desvios positivos ou negativos extraordinários da tarifa de Energia.

Após preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário em relação ao impacte provocado pelo acréscimo das tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE para o ano gás 2010-2011, foi decidido proceder à revisão excepcional das mesmas, bem como alterar a metodologia de repercussão dos ajustamentos de aquisição de gás natural, nos termos do Despacho n.º19339/2010, publicado no D.R. n.º 252, Série II, 30 de Dezembro de 2010

Quadro 6-14 – Diferenças apuradas referentes à sustentabilidade dos mercados livre e regulado do ano gás 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

	CURg	CURgc	Lisboagás	EDPgás	Sonorgás	Total
UGSII - Tarifas Extraordinárias 2010-2011	15 330	617	1 614	2 456	350	20 368
UGSII - Recuperado por aplicação da tarifa 2010-2011	16 475	664	1 735	2 379	377	21 630
Total	1 145	46	121	-77	26	1 261

**ANEXO -
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS DO
SECTOR DO GÁS NATURAL**

I. REN ATLÂNTICO, TERMINAL DE GNL, SA

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 1, a REN Atlântico enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da REN Atlântico.

Quadro I - 1 - Balanço da REN Atlântico para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	Recepção				Armazenamento				Regaseificação				REN Atlântico			
	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido		Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido		Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido		Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	
IMOBILIZADO																
Imobilizações incorpóreas	70 971,05	(10 759,53)	60 211,52	61 264,43	98 083,60	(17 917,44)	80 166,16	82 873,59	79 612,72	(21 377,93)	58 234,79	61 072,68	248 667,36	(50 054,90)	198 612,46	205 210,70
Imobilizações corpóreas	307,25	-	307,25	105,17	27 900,12	-	27 900,12	18 345,01	16 482,19	-	16 482,19	10 885,78	44 689,55	-	44 689,55	29 335,96
Investimentos financeiros																
	71 278,29	(10 759,53)	60 518,76	61 369,61	125 983,72	(17 917,44)	108 066,27	101 218,60	96 094,91	(21 377,93)	74 716,98	71 958,46	293 356,92	(50 054,90)	243 302,01	234 546,66
EXISTÊNCIAS																
Mercadorias, Matérias primas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DÍVIDAS DE TERCEIROS M/L PRAZO																
Empresas do grupo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros devedores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DÍVIDAS DE TERCEIROS C/PRAZO																
Cientes	860,76	-	860,76	754,86	3 028,44	-	3 028,44	2 020,12	2 482,08	-	2 482,08	1 039,42	6 371,28	-	6 371,28	3 814,40
Empresas do grupo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estado e Outros Entes Públicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros devedores	25,75	-	25,75	26,50	34,73	-	34,73	36,41	25,84	-	25,84	27,67	86,33	-	86,33	90,58
	886,52	-	886,52	781,36	3 063,17	-	3 063,17	2 056,53	2 507,93	-	2 507,93	1 067,09	6 457,61	-	6 457,61	3 904,98
Titulos Negociáveis																
Depósitos Bancários e Caixa	10 999,51	-	10 999,51	15 802,56	27 233,04	-	27 233,04	37 162,03	18 707,71	-	18 707,71	31 102,27	56 940,26	-	56 940,26	84 066,86
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS																
Acréscimos de proventos	306,89	-	306,89	50,62	23,95	-	23,95	69,54	1 807,01	-	1 807,01	547,63	2 137,85	-	2 137,85	667,79
Custos diferidos	95,51	-	95,51	-	128,81	-	128,81	-	95,85	-	95,85	-	320,17	-	320,17	-
Activos e passivos por impostos diferidos	0,77	-	0,77	296,88	187,92	-	187,92	676,59	0,84	-	0,84	0,81	189,53	-	189,53	974,28
	403,18	-	403,18	347,50	340,67	-	340,67	746,13	1 903,69	-	1 903,69	548,45	2 647,54	-	2 647,54	1 642,07
Total do Activo	83 567,50	(10 759,53)	72 807,97	78 301,02	156 620,60	(17 917,44)	138 703,15	141 183,28	119 214,24	(21 377,93)	97 836,31	104 676,27	359 402,33	(50 054,90)	309 347,43	324 160,58

Fonte: REN Atlântico – Norma Complementar 1

Quadro I - 2 - Balanço da REN Atlântico para o 2.º semestre de 2009 (cont.)

Unidade: 10³ EUR

Capital Próprio e Passivo	Recepção		Armazenamento		Regaseificação		REN Atlântico	
	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
CAPITAL PRÓPRIO								
Capital / acções próprias	3 735,25	3 735,25	5 205,69	5 205,69	4 059,06	4 059,06	13 000	13 000
Reservas	2 866,30	2 961,54	3 994,67	4 127,41	3 114,78	3 218,28	9 976	10 307
Resultados transitados	7 893,99	5 440,80	10 947,40	7 548,01	8 492,27	5 847,98	27 334	18 837
Resultado líquido do exercício	1 226,76	1 100,73	4 933,85	7 534,20	2 973,38	97,70	9 134	8 733
Total do Capital Próprio	15 722,30	13 238,32	25 081,61	24 415,31	18 639,49	13 223,02	59 443	50 877
PASSIVO								
Provisões								
Provisões para pensões								
Outras provisões	3,03	2,94	4,09	4,04	3,04	3,07	10	10
	3,03	2,94	4,09	4,04	3,04	3,07	10	10
Dívidas a terceiros m/l prazo								
Empréstimos bancários	26 198,06	26 025,54	64 862,23	61 202,86	44 557,05	51 222,93	135 617	138 451
Empréstimos por obrigações	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresas do Grupo	2 805,31	4 538,49	6 945,49	6 235,15	4 771,20	4 739,35	14 522	15 513
Outros credores	1,49	1,46	2,01	2,01	1,50	1,53	5	5
	29 004,86	30 565,50	71 809,74	67 440,02	49 329,75	55 963,81	150 144	153 969
Dívidas a terceiros c/ prazo								
Empréstimos bancários	1 079,29	1 020,73	2 672,16	2 400,40	1 835,64	2 008,98	5 587	5 430
Empréstimos por obrigações	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresas do Grupo	2 766,27	2 482,67	5 726,56	3 410,78	4 010,63	2 592,54	12 503	8 486
Fornecedores	123,87	61,52	178,93	116,19	351,92	666,10	655	844
Estado e Outros Entes Públicos	25,84	48,42	34,84	66,52	25,93	50,56	87	166
Fornecedores de imobilizado	2 295,92	7 355,01	3 096,35	10 104,58	2 304,08	7 680,52	7 696	25 140
Outros credores	108,33	193,46	146,10	265,79	108,72	202,03	363	661
	6 399,53	11 161,81	11 854,94	16 364,27	8 636,92	13 200,73	26 891	40 727
Acréscimos e diferimentos								
Acréscimos de custos	212,64	1 381,69	1 053,76	3 081,64	251,61	518,42	1 518	4 982
Proveitos diferidos	20 458,27	21 002,96	27 643,82	28 575,88	19 567,34	20 668,20	67 669	70 247
Activos e passivos por impostos diferidos	1 007,34	947,79	1 255,19	1 302,11	1 408,16	1 099,03	3 671	3 349
	21 678,25	23 332,45	29 952,77	32 959,64	21 227,11	22 285,64	72 858	78 578
Total do Passivo	57 085,67	65 062,70	113 621,54	116 767,97	79 196,82	91 453,25	249 904	273 284
Total do Capital Próprio e do Passivo	72 807,97	78 301,02	138 703,15	141 183,28	97 836,31	104 676,27	309 347	324 161

Fonte: REN Atlântico – Norma Complementar 1

Quadro I - 3 - Demonstração de Resultados da REN Atlântico para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Recepção			Armazenamento			Regaseificação			Ilhas de Carga			REN Atlântico		
	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)
	1.º semestre	2.º semestre		1.º semestre	2.º semestre		1.º semestre	2.º semestre		1.º semestre	2.º semestre		1.º semestre	2.º semestre	
Prestações de serviços reguladas	4 030,09	-	7 203,93	11 018,57	-	18 538,60	9 071,08	-	9 664,51	345,82	-	652,36	24 465,56	-	36 059,40
Proveitos com a aplicação dos termos de recepção da UTRAR	2 596,76	-	6 983,35										2 596,76	-	6 983,35
Entregas de GNL ao transporte por rodovia															
Entregas na RNTGN				9 136,20		18 688,57							9 136,20		18 688,57
Proveitos com a aplicação do termo de armazenamento da UTRAR							7 354,58		9 328,95	133,37		286,97	7 487,95		9 615,92
Proveitos com a aplicação dos termos de regaseificação da UTRAR							4 933,28		6 215,55				4 933,28		6 215,55
Termo de capacidade utilizada							2 421,30		3 113,40				2 421,30		3 113,40
Termo de energia de regaseificação e carregamento de GNL										133,37		286,97	133,37		286,97
Termo fixo do carregamento de camiões												365,39	5 244,65		771,56
Outras prestações de serviços	1 433,34		220,58	1 882,36		(149,97)	1 716,50		335,56	212,45		365,39	5 244,65		771,56
Proveitos suplementares (inclui amortizações de subsídios e participações)															
Trabalhos para a própria empresa	596,29		48,25	169,82		285,58	101,93		177,92	0,15		4,05	868,19		515,80
Outros proveitos operacionais															
Reversões de ajustamentos															
A Total dos proveitos operacionais	4 626,38	-	7 252,18	11 188,39	-	18 824,18	9 173,01	-	9 842,43	345,97	-	656,41	25 333,76	-	36 575,20
Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas															
Fornecimentos e serviços externos	600,37		1 092,76	867,22		1 619,50	1 655,16		3 295,80	50,50		91,63	3 173,25		6 099,69
Custos com o pessoal	343,20		634,80	462,85		872,12	315,56		609,67	28,87		53,22	1 150,48		2 169,81
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo	1 674,41		3 360,73	2 763,04		5 506,10	3 198,21		6 282,20	171,31		328,59	7 806,97		15 477,62
Ajustamentos															
Provisões															
Impostos	5,76		28,12	7,77		38,63	5,29		27,00	0,48		2,36	19,30		96,11
Outros custos e perdas operacionais	-		11,55	-		15,88	-		11,10	-		0,97	-		-
B Total dos custos operacionais	2 623,74	-	5 127,96	4 100,88	-	8 052,23	5 174,22	-	10 225,77	251,15	-	476,77	12 150,00	-	23 882,73
C Resultados operacionais (A) - (B)	2 002,64	-	2 124,22	7 087,51	-	10 771,95	3 998,79	-	(383,34)	94,82	-	179,64	13 183,76	-	12 692,47
D Proveitos e ganhos financeiros	126,32		914,72	170,36		1 256,68	116,15		878,50	10,63		76,70	423,46		3 126,60
E Custos e perdas financeiras	1 124,99		2 623,53	1 517,19		3 604,30	1 034,36		2 519,66	94,62		219,98	3 771,17		8 967,47
F Resultados financeiros (D) - (E)	(998,67)	-	(1 708,81)	(1 346,83)	-	(2 347,62)	(918,22)	-	(1 641,16)	(84,00)	-	(143,28)	(3 347,71)	-	(5 840,87)
G Resultados correntes (C) + (F)	1 003,97	-	415,41	5 740,68	-	8 424,33	3 080,57	-	(2 024,50)	10,82	-	36,36	9 836,05	-	6 851,60
H Proveitos e ganhos extraordinários	545,06		1 118,81	932,57		1 904,56	1 050,88		2 129,33	50,35		103,11	2 578,86		5 255,81
I Custos e perdas extraordinárias	33,43		7,29	45,08		10,02	30,73		7,00	2,81		0,61	112,05		24,92
J Resultados extraordinários (H) - (I)	511,64	-	1 111,52	887,49	-	1 894,54	1 020,14	-	2 122,33	47,54	-	102,50	2 466,81	-	5 230,89
K Resultados antes de impostos (G) + (J)	1 515,60	-	1 526,93	6 628,17	-	10 318,87	4 100,72	-	97,83	58,36	-	138,86	12 302,86	-	12 082,49
L Imposto sobre o rendimento	247,87		420,06	1 084,02		2 916,09	670,66		21,68	9,55		28,58	2 012,11		3 386,41
M Impostos diferidos	40,97		(109,67)	610,29		(50,47)	716,37		(58,04)	(210,87)		(5,07)	1 156,76		(223,25)
N Resultados líquidos (K) - (L) - (M)	1 226,76	-	1 216,54	4 933,85	-	7 453,25	2 713,69	-	134,19	259,69	-	115,35	9 133,98	-	8 919,33

Fonte: REN Atlântico – Norma Complementar 1

II. REN ARMAZENAGEM, SA

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 2, a REN Armazenagem enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro II - 1 - Balanço da REN Armazenagem para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas			-	
Imobilizações Corpóreas	136 674,21	(10 853,75)	125 820,46	125 001,79
Imobilizado em Curso	6 122,54	-	6 122,54	5 105,33
Investimento Financeiro			-	
	142 796,75	(10 853,75)	131 943,00	130 107,12
CIRCULANTE				
Existências				
Matérias - primas, subsidiárias e de consumo	100,11		100,11	100,11
	100,11	-	100,11	100,11
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo - empréstimos				
Outros Devedores				
Dívidas de Terceiros	7 925,29	-	7 925,29	4 624,83
Clientes C/ Corrente	3 358,60		3 358,60	806,14
Empresas do Grupo - empréstimos				
Estado e Outros Entes Públicos				
Outros Devedores	4 566,69		4 566,69	3 818,69
Títulos Negociáveis				
Depósitos Bancários e Caixa	44,83		44,83	211,97
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	4 391,85	-	4 391,85	4 795,91
	4 335,67		4 335,67	4 591,02
Custos Diferidos	56,18		56,18	204,88
TOTAL DO ACTIVO	155 258,82	(10 853,75)	144 405,07	139 839,94

Passivo e Capital Próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
CAPITAIS PRÓPRIOS		
Capital / Acções próprias	76 385,56	76 385,56
Reservas	457,26	457,26
Resultados Transitados	4 398,29	3 911,20
Resultado Líquido do Exercício	2 679,67	4 908,49
Total do Capital Próprio	83 920,78	85 662,51
PASSIVO		
Provisão para riscos e encargos		
Provisão para pensões		
Outras provisões	0,03	-
	0,03	-
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Empresas do Grupo		
Outros credores		
	-	-
Dívidas a Terceiros - Curto prazo		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Empresas do Grupo	22 996,98	1 052,03
Fornecedores	501,19	597,25
Estado e Outros Entes Públicos	474,21	208,52
Fornecedores de imobilizado	522,56	15 818,77
Outros credores	119,12	27,90
	24 614,06	17 704,46
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS		
Acréscimos de Custos	191,35	110,24
Proveitos Diferidos	35 678,86	36 362,74
	35 870,21	36 472,97
Total do Passivo	60 484,29	54 177,43
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO + PASSIVO	144 405,07	139 839,94

Fonte: REN Armazenagem – Norma Complementar 2

Quadro II - 2 - Demonstração de Resultados da REN Armazenagem para o 2.º semestre de 2009Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)
		1º semestre	2º semestre	
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		7 051,20		11 319,22
Vendas				
Prestações de serviços		7 051,10	-	11 313,90
Por aplicação da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo				
- Clientes dos comercializadores de último recurso				
- Clientes de outros comercializadores				
- Clientes agentes de mercado		6 402,77	-	6 869,01
- Transferências Operadores		833,22	-	1 036,07
Outras				
Desvios tarifários		(184,90)	-	3 408,82
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa				
Proveitos suplementares		0,10	-	0,04
Reversões de amortizações e ajustamentos				
Outros proveitos e ganhos operacionais				5,28
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		3 752,66	-	5 848,70
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)				
Fornecimentos e serviços externos		1 264,26	-	1 804,61
Custos com o pessoal		391,23	-	753,75
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo		2 086,48	-	3 260,24
Ajustamentos				
Provisões				
Impostos		10,69	-	5,05
Outros custos e perdas operacionais		-	-	25,06
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		3 298,53	-	5 470,51
Proveitos e ganhos financeiros (D)		0,92	-	52,16
Custos e perdas financeiras (E)		94,90	-	11,61
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(93,98)	-	40,55
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		3 204,55	-	5 511,06
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		616,46	-	1 092,75
Custos e perdas extraordinários (I)		233,85	-	4,54
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		382,61	-	1 088,21
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		3 587,16	-	6 599,27
Imposto sobre o Rendimento (L)		974,96	-	787,45
Impostos Diferidos (L)		(67,47)	-	903,33
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		2 679,67	-	4 908,49

Fonte: REN Armazenagem – Norma Complementar 2

III. TRANSGÁS ARMAZENAGEM S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º2, a Transgás Armazenagem enviou à ERSE a informação financeira relativa ao 2.º semestre de 2009 acompanhada de um relatório de auditoria às contas reguladas.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro III - 1 - Balanço da Transgás Armazenagem para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	22 185		20 885	21 104
Imobilizações Corpóreas		1 300		
Imobilizado em Curso	11 076		11 076	8 158
Investimento Financeiro				
	33 261	1 300	31 961	29 262
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos				
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo				
Outros Devedores				
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	1 651		1 651	681
Empresas do Grupo	1 088		1 088	1 854
Adiantamentos a fornecedores	1		1	-
Outros Devedores	7		7	7
	2 747		2 747	2 542
Títulos Negociáveis				
Depósitos Bancários e Caixa				
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos				
Custos Diferidos				14
				14
TOTAL DO ACTIVO	36 008	1 300	34 708	31 818
Passivo e Capital Próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)		
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital / Acções próprias	3 000	3 000		
Prestações Suplementares	4 000	4 000		
Reservas	60	18		
Resultados Transitados	1 588	508		
Resultado Líquido do Exercício	489	1 122		
Total do Capital Próprio	9 137	8 648		
PASSIVO				
Provisões				
Provisões para pensões				
Outras provisões	1	1		
	1	1		
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazo				
Empréstimos bancários				
Empréstimos por obrigações				
Empresas do Grupo (1)	8 037	8 037		
Outros credores				
	8 037	8 037		
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo				
Empréstimos bancários				
Empréstimos por obrigações				
Empresas do grupo	326	495		
Fornecedores, c/c	198	31		
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência	270	89		
Fornecedores de imobilizado (2)	11 989	9 977		
Estado e Outros Entes Públicos	152	128		
Outros credores	399			
	13 334	10 720		
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	134	320		
Proveitos Diferidos	4 065	4 092		
	4 199	4 412		
Total do Passivo	25 571			
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO + PASSIVO	34 708	31 818		

Fonte: Transgás Armazenagem – Norma Complementar 2

**Quadro III - 2 - Demonstração de Resultados da Transgás Armazenagem para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)	
			1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		2 083	1 582	1 676
Vendas				
Por aplicação da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo				
- Clientes dos comercializadores de último recurso				
- Clientes de outros comercializadores				
- Clientes agentes de mercado				
Outras				
Prestações de serviços		2 083	1 582	1 676
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa				
Reversões de amortizações e ajustamentos				
Proveitos suplementares				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		1 472	907	912
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)				
Compensação entre operadores de armazenamento		833	506	536
Fornecimentos e serviços externos	Q-N2-11	420	173	157
Custos com o pessoal				
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo	Q-N2-03c	219	219	219
Ajustamentos				
Provisões				
Impostos		0	9	
Outros custos e perdas operacionais				
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		611	675	764
Proveitos e ganhos financeiros (D)		2	51	10
Custos e perdas financeiras (E)		32	(70)	52
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(30)	121	(42)
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		581	796	722
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	Q-N2-04a	26	39	26
Custos e perdas extraordinários (I)		0		62
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		26	39	(36)
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		607	835	686
Imposto sobre o Rendimento (L)		118	222	177
Impostos Diferidos (L)				
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		489	613	509

Fonte: Transgás Armazenagem – Norma Complementar 2

IV. REN - GASODUTOS, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 4, a REN Gasodutos enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da REN Gasodutos.

Quadro IV - 1 - Balanço da REN Gasodutos (Transporte) para o 2.º semestre de 2009

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
	Unidade: 10 ³ EUR			
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	1 112,16	(1 082,96)	29,20	31,04
Imobilizações Corpóreas	1 011 108,98	(101 077,48)	910 031,51	916 340,01
Imobilizado em Curso	32 759,84	-	32 759,84	10 845,81
Investimento Financeiro	11 063,44	-	11 063,44	5 954,10
	1 056 044,42	(102 160,43)	953 883,98	933 170,96
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos	22 109,47		22 109,47	8 632,53
	22 109,47	-	22 109,47	8 632,53
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo	16 965,78		16 965,78	22 118,57
Outros devedores	16 965,78		16 965,78	22 118,57
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	19 010,08		19 010,08	10 395
Empresas do Grupo	16 965,78		16 965,78	19 744
Estado e Outros Entes Públicos	0,68		0,68	0
Outros Devedores	832,35		832,35	144
	36 808,89		36 808,89	30 283,34
Títulos Negociáveis				
Depósitos Bancários e Caixa	45,60		45,60	35,77
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	15 691,89		15 691,89	13 020,31
Custos Diferidos	325,34		325,34	40,69
	16 017,23		16 017,23	13 061,00
TOTAL DO ACTIVO	1 147 991,39	(102 160,43)	1 045 830,96	1 007 302,16
Passivo e Capital Próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)		
CAPITAL PRÓPRIO				
Capital/acções próprias	383 041,75	383 041,75		
Reservas	2 657,81	2 657,81		
Resultados Transitados	20 810,36	8 738,71		
Resultado Líquido do Exercício	19 753,66	32 948,13		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	426 263,57	427 386,41		
PASSIVO				
Provisões				
Provisões para pensões				
Outras provisões	52,38	47,38		
	52,38	47,38		
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empréstimos bancários				
Empréstimos por obrigações				
Empresas do Grupo	164 810,76	198 857,29		
Outros Credores	164 810,76	198 857,29		
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Empréstimos bancários	152	17		
Empréstimos por obrigações	0	0		
Empresas do Grupo	147 918	77 659		
Fornecedores	19 086	9 262		
Estado e Outros Entes Públicos	1 276	1 884		
Fornecedores de Imobilizado	7 230	7 482		
Outros Credores	1 686	3 139		
	177 348,01	99 442,96		
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de Custos	2 951,43	3 349,02		
Proveitos Diferidos	274 404,80	278 219,11		
	277 356,23	281 568,12		
TOTAL DO PASSIVO	619 567,38	579 915,75		
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO + PASSIVO	1 045 830,96	1 007 302,16		

Fonte: REN Gasodutos – Norma Complementar 4

**Quadro IV - 2 - Demonstração de Resultados da actividade de Transporte de gás natural
para o 2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)
		1º semestre	2º semestre	
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		60 370,49		103 920,61
Vendas		73,74		172,83
Materiais diversos		73,74		172,83
Prestações de serviços		53 923,15		100 548,01
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		47 924,34		87 128,59
Outras prestações de serviços		5 998,81		13 419,42
Serviços Telecomunicações		365,09		889,90
Prestações Serviços Sociedades de Transporte		3 090,50		6 164,08
Desvios Tarifários		2 543,22		6 365,44
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural				
Outras				
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa		6 248,64		2 968,68
Proveitos suplementares		49,45		226,17
Atribuição de capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento				
Outros proveitos e ganhos operacionais		75,51		4,93
Reversões de ajustamentos e amortizações				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		42 930,95		72 323,06
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		5 851,49		2 141,76
Materiais diversos		5 851,49		2 141,76
Fornecimentos e serviços externos		19 310,29		35 812,05
Fluxos das Sociedades de Transporte		10 760,78		21 521,57
Outros		8 549,51		14 290,49
Custos com o pessoal		2 648,00		5 117,74
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo		15 043,11		29 142,24
Ajustamentos				
Provisões				
Impostos		80,16		36,58
Outros custos e perdas operacionais		(2,09)		72,69
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		17 439,54		31 597,56
Proveitos e ganhos financeiros (D)		5 432,18		11 247,56
Custos e perdas financeiros (E)		2 367,20		10 837,45
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		3 064,97		410,11
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		20 504,51		32 007,67
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		4 948,76		9 988,01
Custos e perdas extraordinários (I)		349,56		41,83
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		4 599,20		9 946,18
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		25 103,72		41 953,85
IRC (L)		5 350,06		9 005,72
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		19 753,66		32 948,13

Fonte: REN Gasodutos – Norma Complementar 4

**Quadro IV - 3 - Balanço da REN Gasodutos (Gestão Técnica Global do SNGN) para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas				
Imobilizações Corpóreas	60 363,02	(17 948,98)	42 414,04	42 058,50
Imobilizado em Curso	286,46	-	286,46	2 641,26
Investimento Financeiro	-	-	-	-
	60 649,48	(17 948,98)	42 700,50	44 699,76
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos				
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo				
Outros devedores				
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	2 231,28	-	2 231,28	1 401
Empresas do Grupo	-	-	-	0
Estado e Outros Entes Públicos	0,07	-	0,07	0
Outros Devedores	267,03	-	267,03	51
	2 498,39	-	2 498,39	1 452,29
Títulos Negociáveis				
Depósitos Bancários e Caixa	1,32	-	1,32	1,02
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos				
Custos Diferidos	27,93	-	27,93	5,84
	27,93	-	27,93	5,84
TOTAL DO ACTIVO	63 177,12	(17 948,98)	45 228,14	46 158,91

Rubricas	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
CAPITAL PRÓPRIO		
Capital/Acções próprias	21 889,42	21 889,42
Reservas	169,29	169,29
Resultados Transitados	1 499,37	737,73
Resultado Líquido do Exercício	1 019,79	2 077,84
	24 577,86	24 874,27
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO		
PASSIVO		
Provisões		
Provisões para pensões		
Outras provisões	16,80	16,92
	16,80	16,92
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Empresas do Grupo	4 780,52	5 649,85
Outros Credores		
	4 780,52	5 649,85
Dívidas a Terceiros - Curto prazo		
Empréstimos bancários	4,41	0,47
Empréstimos por obrigações	-	-
Empresas do Grupo	4 479,90	2 216,31
Fornecedores	429,38	-
Estado e Outros Entes Públicos	173,75	294,28
Fornecedores de Imobilizado	85,24	1 198,27
Outros Credores	382,84	1 121,10
	5 555,53	4 830,43
Acréscimos e diferimentos		
Acréscimos de Custos	461,44	621,67
Proveitos Diferidos	9 835,98	10 165,77
	10 297,42	10 787,44
TOTAL DO PASSIVO	20 650,27	21 284,64

TOTAL CAPITAL PRÓPRIO + PASSIVO	45 228,14	46 158,91
--	------------------	------------------

Fonte: REN Gasodutos – Norma Complementar 4

**Quadro IV - 4 - Demonstração de Resultados da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN
para o 2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)
		1º semestre	2º semestre	
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		6 287,84		12 266,12
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		5 794,65		12 535,52
Prestações de serviços - desvios tarifários		465,93		(327,89)
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa		27,26		58,48
Proveitos suplementares				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
Reversões de ajustamentos e amortizações				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		5 331,75		10 435,78
Custos do operador de mudança de comercializador				
Custos com a gestão das quantidades de GN utilizadas na operação intradiária do sistema				
Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo				
Fornecimentos e serviços externos		434,44		1 248,06
Custos com o pessoal		849,53		1 828,37
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo		2 457,96		4 578,69
Ajustamentos				
Provisões				
Impostos		4,39		68,86
Outros custos e perdas operacionais		1 585,43		2 711,80
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		956,09		1 830,33
Proveitos e ganhos financeiros (D)		15,51		29,04
Custos e perdas financeiros (E)		113,72		522,52
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(98,21)		(493,48)
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		857,87		1 336,85
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		532,47		1 075,80
Custos e perdas extraordinários (I)		16,78		1,86
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		515,69		1 073,94
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		1 373,56		2 410,79
IRC (L)		353,77		332,95
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		1 019,79		2 077,84

Fonte: REN Gasodutos – Norma Complementar 4

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

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido nas Normas Complementares n.º 5 e n.º 8, a Beiragás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro V - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
	Unidade: 10³ EUR			
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	32 251,19	3 899,82	28 351,37	27 369,05
Imobilizações Corpóreas	58 291,00	7 622,97	50 668,03	49 903,02
Imobilizado em Curso	379,84		379,84	633,85
Investimento Financeiro				
	90 922,03	11 522,78	79 399,25	77 905,92
CIRCULANTE				
Existências				
Mercadorias	86,67		86,67	84,09
Materiais Diversos	370,92	15,45	355,47	343,81
	457,59	15,45	442,14	427,90
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo				
Outros devedores				
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes - conta corrente	1 297,59		1 297,59	1 709,41
Clientes de cobrança duvidosa	185,71	185,71	0,00	29,09
Empresas do Grupo				
Estado e Outros Entes Públicos	198,62		198,62	222,97
Outros Devedores	160,13		160,13	381,31
	1 842,05	185,71	1 656,34	2 342,78
Titulos Negociáveis	3 590,00		3 590,00	
Depósitos Bancários e Caixa	967,75		967,75	105,90
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Projeitos	2 468,10		2 468,10	2 221,37
Custos Diferidos	268,02		268,02	289,41
	2 736,11		2 736,11	2 510,77
TOTAL DO ACTIVO	100 515,53	11 723,93	88 791,60	83 293,28
Passivo e Capital Próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)		
CAPITAL PRÓPRIO				
Capital/acções próprias	11 579,50	11 579,50		
Reservas de Reavaliação	5 313,09	5 313,09		
Reservas de Reavaliação - Imposto Diferido	0,00	-1 352,20		
Reservas Legais	398,36	290,72		
Outras Reservas	317,89	231,78		
Resultados Transitados	8 314,77	5 080,39		
Resultado Líquido do Exercício	23,49	3 428,13		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	25 947,10	24 571,41		
PASSIVO				
Provisões				
Provisões para pensões	7,08	6,98		
Outras provisões	27,97	28,05		
	35,05	35,02		
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empréstimos bancários	25 752,60	27 000,00		
Empréstimos por obrigações				
Empresas do Grupo	4 401,46			
Outros Credores				
	30 154,06	27 000,00		
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo				
Empréstimos bancários	4 086,40	1 285,00		
Empréstimos por obrigações				
Empresas do Grupo				
Fornecedores - conta corrente	2 152,70	1 423,23		
Fornecedores - facturas recepção e conferência	1 050,67	465,96		
Estado e Outros Entes Públicos	445,45	466,23		
Fornecedores de Imobilizado - conta corrente	1 222,27	2 477,77		
Outros Credores	993,80	985,58		
	9 951,29	7 103,77		
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de Custos	487,57	2 043,43		
Projeitos Diferidos	22 216,52	22 539,65		
	22 704,09	24 583,08		
TOTAL DO PASSIVO	62 844,50	58 721,87		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	88 791,60	83 293,28		

Fonte: Beiragás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

**Quadro V - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		731,16		664,20	1 036,77
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		487,00		596,57	719,53
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		187,50			
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		66,14		67,63	317,24
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		-9,48			
Outros proveitos e ganhos operacionais					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		731,16		664,20	1 036,77
Custos com uso da rede de transporte		674,50		596,57	719,53
Custos com o uso global do sistema		56,66		67,63	317,24
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiros (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
IRC (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Beiragás – Norma Complementar 5

Quadro V - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		3 322,19		4 493,00	7 285,04
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		2 831,63		3 363,66	6 003,62
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		314,32		851,29	1 083,46
Ajustamento tarifário sem compensação					
Outras prestações de serviços					
Outras		55,69		81,08	78,56
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		58,60		94,36	58,47
Proveitos suplementares -Pessoal Cedido	Q5n-13a	61,94		61,91	60,93
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de ajustamentos e amortizações				40,70	
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		2 988,91		2 739,21	3 165,41
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Materiais diversos		-7,27		2,42	
Fornecimentos e serviços externos	Q5n-12d	1 261,55		1 061,05	1 512,63
Custos com o pessoal	Q5n-13a	514,29		574,07	477,84
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo	Q5i-01c e Q5i-01d	1 199,97		1 083,98	1 140,51
Ajustamentos		15,45			
Provisões					22,44
Impostos		3,70		17,73	5,25
Outros custos e perdas operacionais		1,22		-0,04	6,74
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		333,28	0,00	1 753,77	4 119,62
Proveitos e ganhos financeiros (D)		0,22		0,69	0,59
Custos e perdas financeiros (E)		441,77		785,07	585,74
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-441,55	0,00	-784,38	-585,15
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-108,28	0,00	969,39	3 534,47
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		345,37		427,76	332,95
Custos e perdas extraordinários (I)		15,25		39,16	4,20
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS (J) = (H) - (I)		330,13	0,00	388,61	328,75
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		221,85	0,00	1 357,99	3 863,22
IRC (L)		275,92		284,72	1 026,33
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-54,06	0,00	1 073,28	2 836,89

Fonte: Beiragás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro V - 4 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		3 193,40		4 140,75	5 037,71
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		3 193,40		4 140,75	5 037,71
Compensação por aplicação da tarifa de Energia					
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		3 193,40		4 140,75	5 037,71
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		3 193,40		4 140,75	5 037,71
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com o uso dos terminais de GNL					
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Beiragás – Norma Complementar 8

**Quadro V - 5 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		2 793,47		3 826,13	5 655,41
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		30,89		196,31	171,36
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		232,47		477,33	70,14
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		2 530,11		3 152,49	5 413,91
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		2 793,47		3 826,13	5 655,41
Custos com o uso global do sistema		30,89		196,31	171,36
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		232,47		477,33	70,14
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		2 530,11		3 152,49	5 413,91
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Beiragás – Norma Complementar 8

Quadro V - 6 - Demonstração de resultados da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2		t-3	
		(2.º semestre 2009)		(2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		326,13		187,83	593,19
Vendas					
Aplicação da tarifa de comercialização		143,00		51,04	478,74
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização		156,70		27,14	
Prestações de serviços		0,06		0,07	3,63
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		26,38		109,58	110,82
Proveitos suplementares - pessoal cedido					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		667,37		646,47	859,28
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)					
Fornecimentos e serviços externos	Q8n-23c	604,69		562,64	778,18
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos		62,67		83,58	80,75
Provisões					
Impostos		0,00		0,06	
Outros custos e perdas operacionais		0,01		0,19	0,35
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-341,25	0,00	-458,64	-266,11
Proveitos e ganhos financeiros (D)		23,42		7,76	31,61
Custos e perdas financeiras (E)		1,21		12,12	0,61
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		22,21	0,00	-4,36	30,99
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-319,04	0,00	-462,99	-235,11
Proveitos e ganhos extraordinários (H)				13,82	2,78
Custos e perdas extraordinários (I)				16,68	4,18
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	-2,86	-1,40
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-319,04	0,00	-465,85	-236,51
Imposto sobre o rendimento (L)		-396,78		-97,67	-62,83
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		77,75	0,00	-368,18	-173,68

Fonte: Beiragás – Norma Complementar 8

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

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido nas Normas Complementares n.º 5 e n.º 8, a Dianagás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro VI - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)		
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido
IMOBILIZADO						
Imobilizações Incorpóreas	3 322	424	2 898	2 950	341	2 608
Imobilizações Corpóreas	9 892	1 379	8 513	9 536	1 256	8 280
Imobilizado em Curso	84	0	84	0	0	0
Investimento Financeiro						
	13 298	1 803	11 495	12 486	1 597	10 889
CIRCULANTE						
Existências						
Mercadorias e matérias primas	26		26	39		39
	26		26	39		39
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos						
Empresas do Grupo						
Outros devedores						
	0	0	0	0	0	0
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo						
Clientes	288		288	370		370
Clientes cobrança duvidosa	42	41	1	228	6	222
Empresas do Grupo	0		0	0		0
Adiantamento a Fomecedores	1		1	0		0
Estado e Outros Entes Públicos	111		111	64		64
Outros Devedores	415		415	155		155
	857	41	816	817	6	812
Titulos Negociáveis						
Depósitos Bancários e Caixa	1		1	19		19
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Proveitos	385		385	299		299
Custos Diferidos	10		10	10		10
	395	0	395	309	0	309
TOTAL DO ACTIVO	14 577	1 844	12 733	13 670	1 604	12 066

Passivo e Capital próprio	1º Semestre do Ano Gás 2009-2010	Ano Gás 2008-2009
CAPITAL PRÓPRIO		
Capital próprio	250	250
Prestações suplementares	750	750
Reservas		
Reservas de Reavaliação	713	713
Reserva de reavaliação - imposto diferido	0	-150
Reservas Legais	34	34
Resultados Transitados	783	380
Resultado Líquido do Exercício	115	403
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	2 645	2 380
PASSIVO		
Provisões		
Provisões para pensões		
Outras provisões		
	0	0
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Empresas do Grupo	1 651	1 573
Outros Credores		
	1 651	1 573
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo		
Empréstimos bancários	2	1
Empréstimos por obrigações	0	
Empresas do Grupo	4 368	3 920
Fomecedores	210	149
Estado e Outros Entes Públicos	2	2
Fomecedores de Imobilizado	462	333
Outros Credores	531	569
	5 575	4 974
Acréscimos e diferimentos		
Acréscimos de Custos	44	267
Proveitos Diferidos	2 818	2 873
	2 862	3 140
TOTAL DO PASSIVO	10 088	9 686
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	12 733	12 066

Fonte: Dianagás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

**Quadro VI - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		42,20	-	60,38	50,43
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		38,45	-	38,68	43,76
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de		-	-	-	-
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de		-	-	14,54	-
Uso da Rede de Transporte		-	-	-	-
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		3,75	-	8,62	6,67
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		-	-	-	-
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de		-	-	(1,47)	-
Uso Global do Sistema		-	-	-	-
Outros proveitos e ganhos operacionais		-	-	-	-
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		42,20	-	60,38	50,43
Custos com uso da rede de transporte		38,45	-	53,23	43,76
Custos com o uso global do sistema		3,75	-	7,15	6,67
Outros custos e perdas operacionais		-	-	-	-
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)		-	-	-	-
Custos e perdas financeiros (E)		-	-	-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-	-	-	-
Custos e perdas extraordinários (I)		-	-	-	-
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
IRC (L)		-	-	-	-
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Dianagás – Norma Complementar 5

Quadro VI - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		1 055,66	-	1 146,67	1 417,13
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		452,35	-	528,22	702,81
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		568,29	-	507,08	645,37
Ajustamento tarifário sem compensação					
Outras prestações de serviços					
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural		0,00	-	14,47	15,05
Serviço de leitura extraordinária					
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado					
Outras		1,27	-	0,08	(0,31)
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		33,74	-	96,82	54,20
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de ajustamentos e amortizações					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		679,56	-	813,95	666,78
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		-	-	-	-
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos	N5-12-D	363,94	-	512,95	351,28
Custos com o pessoal	N5-13-D	109,74	-	103,86	110,00
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo	N5i-01d - D	204,98	-	196,92	204,01
Ajustamentos					
Provisões		-	-	-	-
Impostos		0,89	-	0,21	1,49
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		376,09	-	332,72	750,34
Proveitos e ganhos financeiros (D)		0,00		2,13	0,86
Custos e perdas financeiros (E)		77,33		194,51	105,06
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(77,33)	-	(192,38)	(104,20)
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		298,77	-	140,34	646,14
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		54,46		58,63	56,97
Custos e perdas extraordinários (I)		0,00		0,01	0,22
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS (J) = (H) - (I)		54,46	-	58,62	56,75
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		353,22	-	198,97	702,89
IRC (L)		115,24		46,85	210,03
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		237,98	-	152,12	492,86

Fonte: Dianagás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro VI - 4 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		417,87	-	655,60	565,21
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		417,87	-	655,60	565,21
Compensação por aplicação da tarifa de Energia					
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		417,87	-	655,60	565,21
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		417,87	-	655,60	565,21
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com o uso dos terminais de GNL					
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Dianagás – Norma Complementar 8

**Quadro VI - 5 - Demonstração de resultados da função de compra e venda de acessos
à RNTGN e à RNDGN**

02

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		494,55	-	588,60	493,82
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		3,75	-	34,97	40,12
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		38,45	-	121,38	6,99
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		452,35	-	432,25	446,70
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		494,55	-	588,60	493,82
Custos com o uso global do sistema		3,75	-	34,97	40,12
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		38,45	-	121,38	6,99
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		452,35	-	432,25	446,70
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Dianagás – Norma Complementar 8

Quadro VI - 6 - Demonstração de resultados da função de Comercialização de gás natural

03

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		(54,85)	-	103,81	(189,35)
Vendas					
Aplicação da tarifa de comercialização		(98,89)	-	71,82	(198,36)
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização		33,98	-	31,98	-
Prestações de serviços		-	-	-	-
Variação da produção		-	-	-	-
Trabalhos para a própria empresa		-	-	-	-
Proveitos suplementares		10,05	-	-	9,01
Outros proveitos e ganhos operacionais		-	-	-	-
Reversões de amortizações e ajustamentos		-	-	-	-
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		160,79	-	130,11	131,12
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)		-	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	N8-23-C	124,81	-	128,49	129,06
Custos com o pessoal		-	-	-	-
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo		-	-	-	-
Ajustamentos		35,98	-	1,62	2,06
Provisões		-	-	-	-
Impostos		-	-	-	-
Outros custos e perdas operacionais		-	-	-	-
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		(215,64)	-	(26,31)	(320,47)
Proveitos e ganhos financeiros (D)		33,64	-	-	4,24
Custos e perdas financeiras (E)		-	-	-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		33,64	-	-	4,24
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		(182,01)	-	(26,31)	(316,23)
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-	-	-	0,03
Custos e perdas extraordinários (I)		-	-	-	0,03
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		(182,01)	-	(26,31)	(316,23)
IRC (L)		(59,26)	-	(6,20)	(94,50)
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		(122,75)	-	(20,11)	(221,73)

Fonte: Dianagás – Norma Complementar 8

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

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido nas Normas Complementares n.º 5 e n.º 8, a Duriensegás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro VII - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
	Unidade: 10³ EUR			
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	16 710	3 825	12 885	12 906
Imobilizações Corpóreas	34 003	5 071	28 931	28 548
Imobilizado em Curso	1 085	0	1 085	255
Investimento Financeiro	0	0	0	0
	51 798	8 896	42 901	41 709
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos	71	0	71	73
Mercadorias	66	0	66	62
	138	0	138	134
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo	0	0	0	0
Outros devedores	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	1 409	0	1 409	1 035
Clientes cobrança duvidosa	219	219	0	0
Empresas do Grupo	0	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	57	0	57	62
Outros Devedores	225	1	224	239
	1 910	220	1 690	1 336
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	1	0	1	0
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	1 131	0	1 131	779
Custos Diferidos	26	0	26	43
	1 157	0	1 157	822
TOTAL DO ACTIVO	55 003	9 116	45 887	44 001
Passivo e Capital próprio	1º semestre do Ano gás 2009-2010	Ano gás 2008-2009		
CAPITAL PRÓPRIO				
Capital/acções próprias	4 950	4 950		
Reservas	2 742	2 089		
Resultados Transitados	5 421	3 397		
Resultado Líquido do Período	349	2 087		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	13 462	12 523		
PASSIVO				
Provisões				
Provisões para pensões	0	0		
Outras provisões	1	1		
	1	1		
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empréstimos bancários	0	0		
Empréstimos por obrigações	0	0		
Empresas do Grupo	7 937	7 917		
Outros Credores	0	0		
	7 937	7 917		
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo				
Empréstimos bancários	0	26		
Empréstimos por obrigações	0	0		
Empresas do Grupo	11 198	10 335		
Fornecedores	255	98		
Fornecedores recepção e conferência	593	165		
Estado e Outros Entes Públicos	17	34		
Fornecedores de Imobilizado	992	401		
Outros Credores	32	47		
	13 087	11 105		
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de Custos	107	893		
Proveitos Diferidos	11 293	11 562		
	11 400	12 455		
TOTAL DO PASSIVO	32 425	31 478		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	45 887	44 001		

Fonte: Duriensegás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

**Quadro VII - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		211,97	0,00	204,21	233,42
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		117,54	0,00	219,22	33,92
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		78,61	0,00	-33,92	175,27
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		15,57	0,00	20,77	31,54
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		0,25	0,00	-1,86	-7,31
Outros proveitos e ganhos operacionais					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		211,97	0,00	204,21	233,42
Custos com uso da rede de transporte		196,15	0,00	185,30	209,19
Custos com o uso global do sistema		15,82	0,00	18,91	24,23
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiros (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
IRC (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Duriensegás – Norma Complementar 5

Quadro VII - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		2 526,01	0,00	2 866,55	4 123,79
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		1 443,04	0,00	1 672,77	2 710,73
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		944,63	0,00	1 030,82	1 311,95
Ajustamento tarifário sem compensação					
Outras prestações de serviços		47,16	0,00	43,86	13,30
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural		47,23	0,00	42,73	12,78
Serviço de leitura extraordinária					
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado					
Outras		-0,07	0,00	1,13	0,52
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		91,17	0,00	119,10	87,80
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de ajustamentos e amortizações					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		1 778,00	0,00	1 821,00	1 705,77
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		0,00		0,00	
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos	N5-12-D	576,45	0,00	786,33	590,07
Custos com o pessoal	N5-13-a	246,85	0,00	253,37	249,17
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo	N5i-01	953,85	0,00	780,24	865,45
Ajustamentos		0,27	0,00	0,00	0,18
Provisões		0,00	0,00	0,50	0,00
Impostos		0,58	0,00	0,57	0,61
Outros custos e perdas operacionais		0,00	0,00	0,00	0,30
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		748,00	0,00	1 045,54	2 418,02
Proveitos e ganhos financeiros (D)		0,00	0,00	0,00	0,00
Custos e perdas financeiros (E)		214,69	0,00	536,69	321,70
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-214,69	0,00	-536,69	-321,70
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		533,31	0,00	508,85	2 096,33
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		270,70	0,00	268,19	268,72
Custos e perdas extraordinários (I)		8,68	0,00	0,00	128,92
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		262,01	0,00	268,19	139,81
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		795,32	0,00	777,04	2 236,13
IRC (L)		394,69	0,00	-32,06	627,75
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		400,64	0,00	809,10	1 608,39

Fonte: Duriensegás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro VII - 4 - Demonstrações de resultados da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		1 648,78	0,00	1 817,90	2 193,52
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		1 648,78	0,00	1 817,90	2 193,52
Compensação por aplicação da tarifa de Energia					
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		1 648,78	0,00	1 817,90	2 193,52
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		1 648,78	0,00	1 817,90	2 193,52
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com o uso dos terminais de GNL					
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto sobre o rendimento (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Duriensegás – Norma Complementar 8

**Quadro VII - 5 - Demonstrações de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		1 576,15	0,00	1 912,76	2 931,10
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		15,57	0,00	20,77	29,68
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		117,54	0,00	219,22	190,68
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		1 443,04	0,00	1 672,77	2 710,73
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		1 576,15	0,00	1 912,76	2 931,10
Custos com o uso global do sistema		15,57	0,00	20,77	29,68
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		117,54	0,00	219,22	190,68
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		1 443,04	0,00	1 672,77	2 710,73
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Duriensegás – Norma Complementar 8

Quadro VII - 6 - Demonstrações de resultados da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		230,19	0,00	77,20	268,25
Vendas					
Aplicação da tarifa de comercialização		119,22	0,00	87,90	281,95
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização		24,96	0,00	-30,56	-13,70
Prestações de serviços		0,14	0,00	0,00	0,00
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		0,46	0,00	19,87	0,00
Outros proveitos e ganhos operacionais		85,41			
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		360,29	0,00	387,92	317,63
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)					
Fornecimentos e serviços externos	N8-23-C	326,77	0,00	356,64	247,25
Custos com o pessoal		0,00	0,00		0,00
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos		33,52	0,00	31,09	70,38
Provisões					
Impostos		0,00	0,00	0,00	0,00
Outros custos e perdas operacionais		0,00	0,00	0,19	0,00
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-130,10	0,00	-310,72	-49,38
Proveitos e ganhos financeiros (D)		27,42	0,00	2,81	32,78
Custos e perdas financeiras (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		27,42	0,00	2,81	32,78
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-102,68	0,00	-307,91	-16,59
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0,00	0,00	0,00	0,00
Custos e perdas extraordinários (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-102,68	0,00	-307,91	-16,59
Imposto sobre o rendimento (L)		-51,19	0,00	12,70	-4,66
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-51,49	0,00	-295,20	-21,25

Fonte: Duriensegás – Norma Complementar 8

VIII. EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 8, a EDP Gás SU enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro VIII - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	t-2 (2.º semestre 2009)		
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido
IMOBILIZADO			
Imobilizações Incorpóreas	0	0	0
Imobilizações Corpóreas	0	0	0
Imobilizado em Curso	0	0	0
Investimento Financeiro	0	0	0
	0	0	0
CIRCULANTE			
Existências			
Materiais Diversos	202	0	202
	202	0	202
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos			
Empresas do Grupo - empréstimos	0	0	0
Outros Devedores	0	0	0
	0	0	0
Dívidas de Terceiros			
Clientes C/ Corrente	17 592	-3 032	14 560
Empresas do Grupo - empréstimos	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	739	0	739
Outros Devedores	89	0	89
	18 420	-3 032	15 388
Títulos Negociáveis	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	43		43
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de Proveitos	15 850		15 850
Custos Diferidos	1 415		1 415
	17 265		17 265
TOTAL DO ACTIVO	35 930	-3 032	32 898

Rubricas	t-2 (2.º semestre 2009)
CAPITAL PRÓPRIO	
Capital / acções Próprias	1 050
Reservas	7 764
Resultados Transitados	0
Resultado Líquido do Exercício	-129
Total do Capital Próprio	8 685
PASSIVO	
Provisão para riscos e encargos	
Provisão para pensões	0
Outras provisões	0
	0
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo	
Empréstimos bancários	0
Empréstimos por obrigações	0
Empresas do Grupo - empréstimos	5 414
Outros Credores	0
	5 414
Dívidas a Terceiros - Curto prazo	
Empréstimos bancários	0
Empréstimos por obrigações	0
Empresas do Grupo - empréstimos	0
Fornecedores c/c	7 024
Estado e Outros Entes Público	25
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	0
Outros Credores	5 270
	12 319
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS	
Acréscimos de Custos	4 511
Proveitos Diferidos	1 969
	6 480
Total do Passivo	24 213
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO + PASSIVO	32 898

Fonte: EDP Gás SU – Norma Complementar 8

Quadro VIII - 2 - Demonstrações de resultados da função de Compra e Venda de gás naturalUnidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		17 573
Vendas		17 877
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		17 877
Compensação por aplicação da tarifa de Energia		0
Prestações de serviços		0
Variação da produção		0
Trabalhos para a própria empresa		0
Proveitos suplementares		0
Outros proveitos e ganhos operacionais		0
Reversões de amortizações e ajustamentos		0
Desvio tarifário		-304
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		17 639
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		17 573
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		17 573
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais		0
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados		0
Custos com o uso dos terminais de GNL		0
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural		0
Materiais diversos		0
Fornecimentos e serviços externos		0
Custos com o pessoal		0
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo		0
Ajustamentos		0
Provisões		0
Impostos		0
Outros custos e perdas operacionais		66
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-66
Proveitos e ganhos financeiros (D)		0
Custos e perdas financeiras (E)		0
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-66
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0
Custos e perdas extraordinários (I)		0
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-66
Imposto sobre o rendimento (L)		0
Impostos Diferidos (L)		0
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-66

Fonte: EDP Gás SU – Norma Complementar 8

**Quadro VIII - 3 - Demonstrações de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		20 189
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		205
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		1 505
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		16 556
Variação da produção		0
Trabalhos para a própria empresa		0
Proveitos suplementares		0
Outros proveitos e ganhos operacionais		0
Reversões de amortizações e ajustamentos		0
Desvio tarifário		1 923
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		20 189
Custos com o uso global do sistema		205
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		1 505
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		18 479
Materiais diversos		0
Fornecimentos e serviços externos		0
Custos com o pessoal		0
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo		0
Ajustamentos		0
Provisões		0
Impostos		0
Outros custos e perdas operacionais		0
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0
Proveitos e ganhos financeiros (D)		0
Custos e perdas financeiras (E)		0
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0
Custos e perdas extraordinários (I)		0
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0
Imposto sobre o rendimento (L)		0
Impostos Diferidos (L)		0
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0

Fonte: EDP Gás SU – Norma Complementar 8

Quadro VIII - 4 - Demonstrações de resultados da função de Comercialização de gás naturalUnidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	Ano gás 2008-2009	
		1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		2 643	2 994
Vendas		2 650	2 782
Aplicação da tarifa de comercialização		2 650	2 782
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização		-176	-224
Prestações de serviços		44	170
Variação da produção			
Trabalhos para a própria empresa			
Proveitos suplementares		0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais		1	2
Reversões de amortizações e ajustamentos		0	225
Desvio tarifário		124	39
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		2 275	3 978
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)		0	0
Fornecimentos e serviços externos		1 712	2 976
Custos com o pessoal		129	79
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo		0	0
Ajustamentos		433	923
Provisões			
Impostos			
Outros custos e perdas operacionais		1	0
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		368	-984
Proveitos e ganhos financeiros (D)		242	390
Custos e perdas financeiras (E)		223	166
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		19	224
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		387	-760
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0	1
Custos e perdas extraordinários (I)		0	2
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0	-1
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		387	-761
Imposto sobre o rendimento (L)		-69	0
Impostos Diferidos (L)		183	-182
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		273	-579

Fonte: EDP Gás SU – Norma Complementar 8

IX. LISBOAGÁS GDL - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE LISBOA, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 5, a LisboaGás GDL enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro IX - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	301 709,31	86 971,45	214 737,86	215 501,10
Imobilizações Corpóreas	696 894,33	208 673,30	488 221,03	491 222,97
Imobilizado em Curso	4 312,27	-	4 312,27	1 949,16
Investimento Financeiro	5 057,68	-	5 057,68	-
	1 007 973,59	295 644,75	712 328,84	708 673,23
CIRCULANTE				
Existências				
Matérias - primas, subsidiárias e de consumo	554,49	51,72	502,77	603,67
Produtos e trabalhos em curso	174,12	-	174,12	63,98
Mercadorias				
	728,61	51,72	676,89	667,65
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo				
Outros devedores				
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	10 549,75		10 549,75	10 606,34
Clientes Cobrança Duvidosa	1 302,49	1 169,99	132,50	149,85
Empresas do Grupo	0,00		0,00	461,38
Adiantamento a fornecedores	1,10		1,10	
Estado e Outros Entes Públicos	1 205,72		1 205,72	1 072,84
Outros Devedores	5 730,80		5 730,80	3 278,44
	18 789,86	1 169,99	17 619,87	15 568,86
Titulos Negociáveis				
Depósitos Bancários e Caixa	430,29		430,29	209,72
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proventos	9 893,96		9 893,96	11 333,95
Custos Diferidos	12 751,81		12 751,81	6 962,09
	22 645,77		22 645,77	18 296,03
TOTAL DO ACTIVO	1 050 568,12	296 866,46	753 701,65	743 415,49
Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)		
CAPITAL PRÓPRIO				
Capital/acções próprias	60 000,00	60 000,00		
Prestações acessórias				
Reservas	160 185,64	159 224,91		
Imposto diferido - reavaliações	-	(38 088,82)		
Resultados Transitados	54 164,82	40 344,32		
Resultado Líquido do Exercício	(3 478,57)	13 202,71		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	270 871,89	234 683,12		
PASSIVO				
Provisões				
Provisões para pensões	18 558,31	23 192,26		
Provisões seguros vida e cuidados saúde	9 774,80	-		
Provisões para investimentos financeiros	-	3 989,07		
Outras provisões	1 252,18	1 198,12		
	29 585,29	28 379,45		
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo prazo				
Dívidas a instituições de crédito				
Empréstimos bancários	58 461,54	61 538,46		
Empréstimos por obrigações				
Empresas do Grupo	173 536,89	165 321,85		
Outros Credores				
	231 998,43	226 860,31		
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Empréstimos bancários				
Empréstimos por obrigações	1 368,70	1 710,88		
Dívidas a instituições de crédito	6 235,01	6 353,81		
Empresas do Grupo	48 381,54	31 987,00		
Empresas Participadas e Participantes	-	-		
Adiantamentos de Clientes	475,16	527,43		
Fornecedores	3 050,67	8 937,97		
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência	507,31	15,03		
Estado e Outros Entes Públicos	531,98	796,44		
Fornecedores de Imobilizado	8 476,52	8 726,13		
Outros Credores	77,00	432,99		
	69 103,89	59 487,67		
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	7 266,43	46 755,71		
Proventos Diferidos	144 875,72	147 249,23		
	152 142,15	194 004,94		
TOTAL DO PASSIVO	482 829,76	508 732,37		
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	753 701,65	743 415,49		

Fonte: LisboaGás – Norma Complementar 5

Quadro IX - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		5 260,49	-	5 827,08	5 798,93
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		3 651,84		4 132,36	3 689,66
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		1 046,93		947,30	1 396,25
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		529,68		755,34	724,15
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		32,04		(7,93)	(11,14)
Outros proveitos e ganhos operacionais					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		5 260,49	-	5 827,08	5 798,93
Custos com uso da rede de transporte		4 698,77		5 079,67	5 085,91
Custos com o uso global do sistema		561,72		747,41	713,02
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiros (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
IRC (L)					
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Lisboaagás – Norma Complementar 5

Quadro IX - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		35 086,49		48 536,43	55 613,09
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		28 507,44		36 132,27	42 137,26
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		2 421,56		7 692,19	9 790,06
Ajustamento tarifário sem compensação					
Outras prestações de serviços					
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural		623,34		226,66	378,06
Serviço de leitura extraordinária		4,80			
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado					
Outras					
Variação da produção		110,14		(97,13)	(141,05)
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		3 107,35		4 575,16	3 441,72
Outros proveitos e ganhos operacionais		120,16			0,00
Reversões de ajustamentos e amortizações		191,70		7,28	7,04
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		29 621,86		40 211,56	31 525,59
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Materiais diversos					
Outros		48,82		(117,60)	33,04
Fornecimentos e serviços externos	N5-12 d	8 198,37		9 926,93	9 489,28
Custos com o pessoal	N5-13 a	9 526,86		9 651,04	9 786,64
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo		11 739,30		20 658,92	11 964,00
Ajustamentos		9,10		16,52	26,26
Provisões		66,44		62,61	195,32
Impostos		32,58		39,18	17,94
Outros custos e perdas operacionais		0,39		(26,04)	13,10
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		5 464,63		8 324,87	24 087,50
Proveitos e ganhos financeiros (D)		39,73		0,00	0,01
Custos e perdas financeiros (E)		4 541,14		9 520,36	6 148,72
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(4 501,41)		(9 520,36)	(6 148,71)
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		963,23		(1 195,49)	17 938,79
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		2 310,75		5 155,81	2 802,53
Custos e perdas extraordinários (I)		308,54		213,14	1 383,09
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		2 002,21		4 942,66	1 419,44
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		2 965,44		3 747,17	19 358,23
IRC (L)		5 799,83		996,17	6 802,13
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		(2 834,40)		2 751,00	12 556,11

Fonte: LisboaGás – Norma Complementar 5

X. LISBOAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 8, a Lisboagás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro X - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas				
Imobilizações Corpóreas				
Imobilizado em Curso				
Investimento Financeiro				
CIRCULANTE				
Existências				
Mercadorias	247,15		247,15	284,20
	247,15		247,15	284,20
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo				
Outros devedores				
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	8 381,19		8 381,19	13 787,48
Clientes Cobrança Duvidosa	4 104,13	4 078,66	25,47	82,65
Empresas do Grupo	581,38		581,38	509,78
Estado e Outros Entes Públicos	1 192,71		1 192,71	514,06
Outros Devedores	1 962,82	1 759,40	203,42	2 468,35
	16 222,25	5 838,06	10 384,19	17 362,32
Títulos Negociáveis				
Depósitos Bancários e Caixa	0,13		0,13	153,82
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	11 759,38		11 759,38	11 926,78
Custos Diferidos	190,70		190,70	848,20
	11 950,07		11 950,07	12 774,98
TOTAL DO ACTIVO	28 419,59	5 838,06	22 581,53	30 575,31

Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
---------------------------	----------------------------	--------------------

CAPITAL PRÓPRIO		
Capital/acções próprias	50,00	50,00
Prestações Suplementares	7 000,00	
Reservas		
Resultados Transitados	(4 029,69)	(351,78)
Resultado Líquido do Exercício	(2 637,20)	(3 677,91)
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	383,11	(3 979,69)
PASSIVO		
Provisões		
Provisões para pensões		1 759,40
Outras provisões		
	-	1 759,40
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo prazos		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Empresas do Grupo		
Outros Credores	137,87	137,87
	137,87	137,87
Dívidas a Terceiros - Curto prazo		
Empréstimos bancários		8,46
Empréstimos por obrigações		
Dívidas a instituições de crédito	1,19	
Empresas do Grupo	3 345,88	15 957,22
Empresas Participadas e Participantes		7,58
Fornecedores	7 368,04	4 629,18
Fornecedores - facturas rec e conferência	5 492,13	
Estado e Outros Entes Públicos	18,46	13,36
Fornecedores de Imobilizado		
Outros Credores		11,81
	16 225,71	20 627,61
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS		
Acréscimos de Custos	5 834,85	12 030,12
Proveitos Diferidos		
	5 834,85	12 030,12
TOTAL DO PASSIVO	22 198,43	34 555,00
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	22 581,53	30 575,31

Fonte: LisboaGás Comercialização – Norma Complementar 8

Quadro X - 2 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás naturalUnidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		22 152,64	-	28 665,90	34 070,76
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		22 152,64		28 665,90	34 070,76
Compensação por aplicação da tarifa de Energia					
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		22 152,64	-	28 665,90	34 070,76
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		22 152,64		28 665,90	34 070,76
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com o uso dos terminais de GNL					
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: LisboaGás Comercialização – Norma Complementar 8

**Quadro X - 3 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.º	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		27 381,56	-	34 770,90	43 136,91
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		211,39		463,79	380,25
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		1 589,00		1 707,00	2 437,32
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		25 581,17		32 600,11	40 319,34
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		27 381,56	-	34 770,90	43 136,91
Custos com o uso global do sistema		211,39		463,79	380,25
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		1 589,00		1 707,00	2 437,32
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		25 581,17		32 600,11	40 319,34
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Lisboaagás Comercialização – Norma Complementar 8

Quadro X - 4 - Demonstração de resultados da função de Comercialização de gás naturalUnidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		5 806,00	-	6 737,75	6 829,15
Vendas					
Aplicação da tarifa de comercialização		4 022,04		5 571,48	5 735,30
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização				138,33	
Prestações de serviços		697,14		380,65	260,15
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		483,11		604,48	496,40
Outros proveitos e ganhos operacionais		5,98			
Reversões de amortizações e ajustamentos		597,73		42,80	337,31
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		8 123,30	-	6 492,24	11 496,41
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)					
Fornecimentos e serviços externos	N8-23 c	7 036,88		5 546,10	6 948,64
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos		2 824,40		943,93	2 786,82
Provisões		(1 759,40)			1 759,40
Impostos		0,04		0,19	0,19
Outros custos e perdas operacionais		21,38		2,03	1,35
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		(2 317,30)	-	245,51	(4 667,26)
Proveitos e ganhos financeiros (D)		480,78		48,85	437,03
Custos e perdas financeiras (E)		69,23		653,15	190,73
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		411,56	-	(604,29)	246,29
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		(1 905,74)	-	(358,79)	(4 420,97)
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0,01		0,02	1,03
Custos e perdas extraordinários (I)		5,82		(24,87)	9,07
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		(5,81)	-	24,89	(8,04)
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		(1 911,56)	-	(333,90)	(4 429,01)
Imposto sobre o rendimento (L)		71,25		(92,07)	(652,62)
Impostos Diferidos (L)		657,50		(33,20)	(516,61)
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		(2 640,30)	-	(208,63)	(3 259,77)

Fonte: LisboaGás Comercialização – Norma Complementar 8

XI. LUSITANIAGÁS - COMPANHIA DE GÁS DO CENTRO, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 5, a Lusitaniagás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XI - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
	Unidade: 10³ EUR			
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	133 609	27 248	106 361	104 556
Imobilizações Corpóreas	315 570	59 589	255 981	255 843
Imobilizado em Curso	1 008	0	1 008	59
Investimento Financeiro	2 780	0	2 780	0
	452 967	86 837	366 130	360 459
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos	430	77	353	381
Mercadorias	0	0	0	0
	430	77	353	381
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo	0	0	0	0
Outros devedores	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	5 680	0	5 680	9 128
Clientes cobrança duvidosa	8	8	0	0
Empresas do Grupo	0	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	1 434	0	1 434	1 198
Outros Devedores	565	44	521	471
	7 687	52	7 635	10 797
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	3	0	3	2
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	5 411	0	5 411	5 382
Custos Diferidos	4 963	0	4 963	5 814
	10 374	0	10 374	11 195
TOTAL DO ACTIVO	471 461	86 966	384 495	382 835
Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)		
CAPITAL PRÓPRIO				
Capital/acções próprias	20 500	20 500		
Reservas	72 127	54 613		
Resultados Transitados	75 898	66 411		
Resultado Líquido do Período	-2 238	10 411		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	166 287	151 935		
PASSIVO				
Provisões				
Provisões para pensões	38	36		
Outras provisões	0	438		
	38	474		
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empréstimos bancários	22 278	24 988		
Empresas do Grupo	22 236	22 236		
Empresas participadas e participantes	2 902	2 902		
Outros Accionistas	988	988		
Outros Credores	0	0		
	48 405	51 115		
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo				
Empréstimos bancários	53 993	48 203		
Empréstimos por obrigações	0	0		
Empresas do Grupo	20 027	19 000		
Participantes	114	2 447		
Outros accionistas	39	1		
Fornecedores	6 934	2 973		
Fornecedores recepção e conferência	136	5 408		
Estado e Outros Entes Públicos	1 032	39		
Fornecedores de Imobilizado	1 814			
Outros Credores	13			
	84 102	78 071		
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de Custos	4 220	20 581		
Proveitos Diferidos	81 444	80 659		
	85 664	101 240		
TOTAL DO PASSIVO	218 209	230 899		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	384 495	382 835		

Fonte: Lusitaniagás – Norma Complementar 5

**Quadro XI - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
		PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		6 659,12	0,00
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		5 373,85	0,00	5 171,91	6 220,88
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		510,95	0,00	824,75	-58,59
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		760,75	0,00	923,32	953,32
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		13,57	0,00	-1,12	2,01
Outros proveitos e ganhos operacionais					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		6 659,12	0,00	6 918,87	7 117,62
Custos com uso da rede de transporte		5 884,80	0,00	5 996,66	6 162,28
Custos com o uso global do sistema		774,32	0,00	922,21	955,34
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiros (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
IRC (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Lusitaniagás – Norma Complementar 5

Quadro XI - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		11 537,60	0,00	17 212,89	21 022,30
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		17 195,38	0,00	19 369,06	24 702,74
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		-6 471,17	0,00	-3 504,04	-4 459,69
Ajustamento tarifário sem compensação					
Outras prestações de serviços		220,00	0,00	113,36	91,86
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural		220,00	0,00	17,26	91,86
Serviço de leitura extraordinária					
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado					
Outras		0,00	0,00	96,10	0,00
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		587,98	0,00	1 119,16	687,39
Outros proveitos e ganhos operacionais		5,41			
Reversões de ajustamentos e amortizações		0,00	0,00	115,35	0,00
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		10 359,39	0,00	10 105,26	10 602,26
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		0,00	0,00		
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos	N-5-12-D	2 890,95	0,00	3 278,41	3 497,91
Custos com o pessoal	N-5-13 a	1 764,29	0,00	2 015,50	1 610,34
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo	N-5-01 c)	5 497,30	0,00	4 675,20	5 284,03
Ajustamentos		-3,12	0,00	23,46	4,32
Provisões		0,00	0,00	0,00	0,00
Impostos		136,35	0,00	99,72	137,15
Outros custos e perdas operacionais		73,61	0,00	12,98	68,50
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		1 178,21	0,00	7 107,63	10 420,04
Proveitos e ganhos financeiros (D)		-0,08	0,00	7,37	0,10
Custos e perdas financeiros (E)		1 710,81	0,00	4 261,29	1 544,03
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-1 710,89	0,00	-4 253,91	-1 543,93
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-532,68	0,00	2 853,72	8 876,12
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		1 273,76	0,00	1 139,89	1 274,03
Custos e perdas extraordinários (I)		9,66	0,00	22,34	18,47
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		1 264,10	0,00	1 117,55	1 255,55
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		731,42	0,00	3 971,26	10 131,67
IRC (L)		2 564,36	0,00	1 234,88	2 538,41
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-1 832,94	0,00	2 736,39	7 593,26

Fonte: Lusitaniagás – Norma Complementar 5

XII. LUSITANIAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 8, a Lusitaniagás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XII - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Activo	Unidade: 10 ³ EUR			
	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
MOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	0	0	0	0
Imobilizações Corpóreas	0	0	0	0
Imobilizado em Curso	0	0	0	0
Investimento Financeiro	0	0	0	0
	0	0	0	0
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos	249	0	249	211
	249	0	249	211
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo	0	0	0	0
Outros devedores	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	4 840	0	4 840	6 774
Clientes cobrança duvidosa	2 059	2 059	0	0
Empresas do Grupo	0	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	564	0	564	2 208
Outros Devedores	413	0	413	101
	7 876	2 059	5 817	9 082
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	1 394	0	1 394	400
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proventos	5 117	0	5 117	6 181
Custos Diferidos	305	0	305	222
	5 422	0	5 422	6 403
TOTAL DO ACTIVO	14 941	2 059	12 882	16 096
Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)		
CAPITAL PRÓPRIO				
Capital/acções próprias	50	50		
Prestações Suplementares	3 350			
Reservas				
Resultados Transitados	-488	-454		
Resultado Líquido do Período	-1 710	-34		
	1 202	-438		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	1 202	-438		
PASSIVO				
Provisões				
Provisões para pensões	0	0		
Outras provisões	50	0		
	50			
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empréstimos bancários	0	0		
Empréstimos por obrigações	0	0		
Empresas do Grupo	0	0		
Outros Credores	0	0		
	0	0		
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo				
Empréstimos bancários	0	0		
Empréstimos por obrigações	0	0		
Empresas do Grupo	0	0		
Fornecedores	5 988	11 204		
Fornecedores recepção e conferência	3 175	2 388		
Estado e Outros Entes Públicos	6	102		
Fornecedores de Imobilizado	0	0		
Outros Credores	18	21		
	9 188	13 716		
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de Custos	2 442	2 819		
Proventos Diferidos	0	0		
	2 442	2 819		
TOTAL DO PASSIVO	11 680	16 534		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	12 882	16 096		

Fonte: Lusitaniagás Comercialização – Norma Complementar 8

Quadro XII - 2 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás naturalUnidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		14 839,34	0,00	20 243,80	22 105,95
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		14 839,34	0,00	20 243,80	22 105,95
Compensação por aplicação da tarifa de Energia					
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		14 839,34	0,00	20 243,80	22 105,95
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		14 839,34	0,00	20 243,80	22 105,95
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com o uso dos terminais de GNL					
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Lusitaniagás Comercialização – Norma Complementar 8

**Quadro XII - 3 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
		PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		12 350,64	0,00
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		139,90	0,00	215,67	245,96
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		1 038,59	0,00	1 133,26	1 585,53
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		11 172,15	0,00	14 520,95	19 487,62
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		12 350,64	0,00	15 869,88	21 319,11
Custos com o uso global do sistema		139,90	0,00	215,67	245,96
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		1 038,59	0,00	1 133,26	1 585,53
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		11 172,15	0,00	14 520,95	19 487,62
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Lusitaniagás Comercialização – Norma Complementar 8

Quadro XII - 4 - Demonstração de resultados da função de Comercialização de gás naturalUnidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		575,42	0,00	1 918,63	3 778,39
Vendas					
Aplicação da tarifa de comercialização		617,11	0,00	1 577,24	3 523,12
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização		-387,53	0,00	-34,82	-17,83
Prestações de serviços		220,56	0,00	173,81	152,42
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		125,28	0,00	202,40	120,68
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		2 671,93	0,00	2 937,35	2 821,19
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)					
Fornecimentos e serviços externos	N8-23-C	2 509,23	0,00	1 750,89	2 548,87
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos		111,55	0,00	1 186,29	272,23
Provisões		50,40			
Impostos		0,50	0,00	0,06	0,09
Outros custos e perdas operacionais		0,25		0,11	
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-2 096,51	0,00	-1 018,72	957,20
Proveitos e ganhos financeiros (D)		123,33	0,00	78,74	195,21
Custos e perdas financeiras (E)		0,37	0,00	72,91	3,63
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		122,96	0,00	5,83	191,58
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-1 973,55	0,00	-1 012,89	1 148,79
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0,00	0,00	0,11	0,06
Custos e perdas extraordinários (I)		-0,69	0,00	0,10	174,47
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,69	0,00	0,01	-174,41
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-1 972,86	0,00	-1 012,89	974,38
Imposto sobre o rendimento (L)		93,43	0,00	-4,77	-93,43
Impostos Diferidos (L)		169,69	0,00	316,65	-208,99
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-1 709,75	0,00	-701,01	671,96

Fonte: Lusitaniagás Comercialização – Norma Complementar 8

XIII. MEDIGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido nas Normas Complementares n.º 5 e n.º 8, a Medigás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XIII - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)		
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido
IMOBILIZADO						
Imobilizações Incorpóreas	8 549	1 330	7 218	7 956	1 157	6 799
Imobilizações Corpóreas	13 904	1 695	12 210	13 195	1 495	11 700
Imobilizado em Curso	148	-	148	26	-	26
Investimento Financeiro	-	-	-	-	-	-
	22 601	3 025	19 576	21 176	2 652	18 525
CIRCULANTE						
Existências						
Materiais Diversos	102	-	102	106	-	106
	102	-	102	106	-	106
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos						
Empresas do Grupo	-	-	-	-	-	-
Outros devedores	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo						
Clientes	299	-	299	361	-	361
Clientes cobrança duvidosa	127	127	-	138	138	-
Empresas do Grupo	89	-	89	89	-	89
Estado e Outros Entes Públicos	95	-	95	69	-	69
Outros Devedores	591	-	591	198	-	198
	1 201	127	1 074	855	138	717
Títulos Negociáveis	-	-	-	-	-	-
Depósitos Bancários e Caixa	2	-	2	-	-	-
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Proveitos	543	-	543	403	-	403
Custos Diferidos	16	-	16	33	-	33
	559	-	559	436	-	436
TOTAL DO ACTIVO	24 466	3 152	21 313	22 573	2 789	19 784

Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
CAPITAL PRÓPRIO		
Capital	500	500
Prestações suplementares	1 500	1 500
Reservas		
Reservas de Reavaliação	714	714
Reserva de reavaliação - imposto diferido	-	(159,00)
Reservas Legais	14	6
Resultados Transitados	450	(331,00)
Resultado Líquido do Período	674	788
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	3 851	3 019
PASSIVO		
Provisões		
Provisões para pensões	-	-
Outras provisões	-	-
	-	-
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos		
Empréstimos bancários	-	-
Empréstimos por obrigações	-	-
Empresas do Grupo	2 472	2 356
Outros Credores	-	0
	2 472	2 356
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo		
Empréstimos bancários	0	-
Empréstimos por obrigações	-	-
Empresas do Grupo	9 156	8 946
Fornecedores	168	200
Fornecedores recepção e conferência	134	88
Estado e Outros Entes Públicos	7	10
Fornecedores de Imobilizado	762	35
Outros Credores	4	5
	10 231	9 284
Acréscimos e diferimentos		
Acréscimos de Custos	61	333
Proveitos Diferidos	4 698	4 792
	4 759	5 125
TOTAL DO PASSIVO	17 462	16 765
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	21 313	19 784

Fonte: Medigás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro XIII - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)					
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		46,65	-	67,09	47,67
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		-	-	(2,36)	2,36
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		5,68	-	10,59	13,69
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		-	-	(2,50)	2,50
Outros proveitos e ganhos operacionais					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)					
Custos com uso da rede de transporte		46,65	-	64,73	50,03
Custos com o uso global do sistema		5,68	-	8,09	16,19
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)		-	-	-	-
Custos e perdas financeiros (E)		-	-	-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-	-	-	-
Custos e perdas extraordinários (I)		-	-	-	-
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
IRC (L)		-	-	-	-
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Medigás – Norma Complementar 5

Quadro XIII - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		1 857,69	-	1 757,06	1 891,38
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		933,41	-	1 306,01	898,03
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		890,19	-	723,56	920,89
Ajustamento tarifário sem compensação		-	-	(413,74)	-
Outras prestações de serviços		-	-	20,95	21,12
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural		-	-	-	21,10
Serviço de leitura extraordinária		-	-	-	-
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado		-	-	20,95	0,02
Outras		-	-	-	-
Variação da produção		-	-	-	-
Trabalhos para a própria empresa		-	-	-	-
Proveitos suplementares		34,09	-	120,28	51,34
Outros proveitos e ganhos operacionais		-	-	-	-
Reversões de ajustamentos e amortizações		-	-	-	-
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		798,06	-	811,36	814,28
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		-	-	-	(12,46)
Materiais diversos		-	-	-	(12,46)
Fornecimentos e serviços externos	N5 - 12- D	315,36	-	319,10	317,74
Custos com o pessoal	N5 -13a- D	108,12	-	106,19	96,00
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo	N5i-01c - D	373,01	-	377,32	412,82
Ajustamentos		-	-	-	-
Provisões		-	-	-	-
Impostos		1,57	-	8,75	0,18
Outros custos e perdas operacionais		-	-	-	-
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		1 059,63	-	945,70	1 077,10
Proveitos e ganhos financeiros (D)		-	-	4,44	0,19
Custos e perdas financeiros (E)		148,52	-	338,31	197,23
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(148,52)	-	(333,87)	(197,04)
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		911,11	-	611,84	880,06
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		93,90	-	96,83	116,05
Custos e perdas extraordinários (I)		1,19	-	2,62	0,00
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		92,71	-	94,21	116,05
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		1 003,82	-	706,05	996,11
IRC (L)		98,21	-	54,26	316,79
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		905,61	-	651,79	679,32

Fonte: Medigás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro XIII - 4 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		613,18	-	732,14	779,04
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		613,18	-	732,14	779,04
Compensação por aplicação da tarifa de Energia					
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		613,18	-	732,14	779,04
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		613,18	-	732,14	779,04
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com o uso dos terminais de GNL					
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)		-	-	-	-
Custos e perdas financeiras (E)		-	-	-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-	-	-	-
Custos e perdas extraordinários (I)		-	-	-	-
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
IRC (L)		-	-	-	-
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Medigás – Norma Complementar 8

**Quadro XIII - 5 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		985,74	-	969,94	804,46
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		5,68	-	54,75	6,82
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		46,65	-	169,21	43,56
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		933,41	-	745,98	754,08
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		985,74	-	969,94	804,46
Custos com o uso global do sistema		5,68	-	54,75	6,82
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		46,65	-	169,21	43,56
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		933,41	-	745,98	754,08
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)		-	-	-	-
Custos e perdas financeiras (E)		-	-	-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-	-	-	-
Custos e perdas extraordinários (I)		-	-	-	-
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
IRC (L)		-	-	-	-
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Medigás – Norma Complementar 8

Quadro XIII - 6 - Demonstração de resultados da função de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		(77,69)	-	89,90	45,23
Vendas					
Aplicação da tarifa de comercialização		(95,23)	-	83,49	6,31
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização		(30,38)	-	-	-
Prestações de serviços		-	-	-	-
Variação da produção		-	-	-	-
Trabalhos para a própria empresa		-	-	-	-
Proveitos suplementares		34,81	-	-	38,92
Outros proveitos e ganhos operacionais		-	-	-	-
Reversões de amortizações e ajustamentos		13,11	-	6,41	-
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		192,52	-	246,94	320,88
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)		-	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	N8 - 23- C	191,55	-	220,30	211,12
Custos com o pessoal		-	-	-	-
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo		-	-	-	-
Ajustamentos		0,96	-	26,65	109,76
Provisões		-	-	-	-
Impostos		-	-	-	-
Outros custos e perdas operacionais		-	-	-	0,02
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		(270,21)	-	(157,05)	(275,65)
Proveitos e ganhos financeiros (D)		13,06	-	-	12,92
Custos e perdas financeiras (E)		-	-	-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		13,06	-	-	12,92
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		(257,15)	-	(157,05)	(262,73)
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-	-	-	-
Custos e perdas extraordinários (I)		-	-	-	-
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		(257,15)	-	(157,05)	(262,73)
IRC (L)		(25,16)	-	(22,18)	(83,56)
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		(231,99)	-	(179,23)	(346,29)

Fonte: Medigás – Norma Complementar 8

XIV. PAXGÁS - SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido nas Normas Complementares n.º 5 e n.º 8, a Paxgás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XIV - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	841,38	38,63	802,75	604,60
Imobilizações Corpóreas	2 277,07	66,85	2 210,22	1 799,93
Imobilizado em Curso	100,99		100,99	
Investimento Financeiro				
	3 219,44	105,48	3 113,96	2 404,53
CIRCULANTE				
Existências				
Matérias - primas, subsidiárias e de consumo	15,41		15,41	10,98
Mercadorias	13,51		13,51	12,89
	28,92	-	28,92	23,87
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo				
Outros devedores				
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	146,85		146,85	62,62
Clientes Cobrança Duvidosa	0,50	0,50	-	-
Empresas do Grupo	55,78		55,78	107,86
Estado e Outros Entes Públicos	25,78		25,78	18,91
Outros Devedores	2,71		2,71	0,81
	231,62	0,50	231,12	190,21
Titulos Negociáveis				
Depósitos Bancários e Caixa	0,04		0,04	
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	91,30		91,30	52,85
Custos Diferidos	-		-	1,90
	91,30		91,30	54,75
TOTAL DO ACTIVO	3 571,32	105,98	3 465,34	2 673,36

Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
CAPITAL PRÓPRIO		
Capital	250,00	250,00
Prestações suplementares	477,00	277,00
Reservas	4,05	4,05
Resultados Transitados	(353,45)	(322,61)
Resultado Líquido do Exercício	22,13	(30,84)
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	399,73	177,60
PASSIVO		
Provisões		
Provisões para pensões		
Outras provisões		
	-	-
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo prazos		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Empresas do Grupo		
Outros Credores		
	-	-
Dívidas a Terceiros - Curto prazo		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Dívidas a instituições de crédito	0,10	0,10
Empresas do Grupo	2 627,45	2 286,62
Empresas Participadas e Participantes		
Fornecedores	127,00	45,68
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência	23,71	6,28
Estado e Outros Entes Públicos	1,20	1,85
Fornecedores de Imobilizado	278,39	148,68
Outros Credores	0,43	
	3 058,28	2 489,20
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS		
Acréscimos de Custos	7,33	6,56
Proveitos Diferidos		
	7,33	6,56
TOTAL DO PASSIVO	3 065,61	2 495,76
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	3 465,34	2 673,36

Fonte: Paxgás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

**Quadro XIV - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.º	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
		PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		5,29	-
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		4,76		0,08	4,66
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte				2,42	
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		0,53		0,01	0,80
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema				0,40	
Outros proveitos e ganhos operacionais					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		5,29	-	2,91	5,46
Custos com uso da rede de transporte		4,76		2,50	4,66
Custos com o uso global do sistema		0,53		0,41	0,80
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiros (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-	-	-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-	-	-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-	-	-	-
IRC (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-	-	-	-

Fonte: Paxgás – Norma Complementar 5

Quadro XIV - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
		PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		251,45	
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		83,67		1,70	
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		161,17		115,70	147,25
Ajustamento tarifário sem compensação		-		2,11	56,09
Outras prestações de serviços					
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural		0,21			5,88
Serviço de leitura extraordinária					
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado					
Outras					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		6,40		22,59	7,25
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de ajustamentos e amortizações		-			
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		168,94		170,22	136,14
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos	Q5-12	101,69		136,32	92,94
Custos com o pessoal	Q5-13	14,49		13,22	13,70
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo	Q5i-01d	51,83		20,66	28,68
Ajustamentos		0,91			0,80
Provisões					
Impostos		0,02		0,02	0,02
Outros custos e perdas operacionais		0,00			
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		82,51		(28,12)	80,34
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiros (E)		27,43		50,09	29,12
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(27,43)		(50,09)	(29,12)
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		55,08		(78,21)	51,22
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0,00			
Custos e perdas extraordinários (I)		0,10		1,41	13,02
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		(0,10)		(1,41)	(13,02)
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		54,98		(79,62)	38,20
IRC (L)		30,38		(17,43)	11,48
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		24,60		(62,19)	26,72

Fonte: Paxgás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro XIV - 4 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		65,18			
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		65,18			
Compensação por aplicação da tarifa de Energia					
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		65,18			
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		65,18			
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com o uso dos terminais de GNL					
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-			
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-			
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-			
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-			
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-			
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-			

Fonte: Paxgás – Norma Complementar 8

**Quadro XIV - 5 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		88,96			
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		0,53			
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		4,76			
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		83,67			
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		88,96			
Custos com o uso global do sistema		0,53			
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		4,76			
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		83,67			
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-			
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-			
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-			
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-			
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-			
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)		-			

Fonte: Paxgás – Norma Complementar 8

Quadro XIV - 6 - Demonstração de resultados da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		31,95			
Vendas					
Aplicação da tarifa de comercialização		29,74			
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização		(2,37)			
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		3,37			
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos		1,21			
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		39,87			
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)					
Fornecimentos e serviços externos	N8-23 C	39,87			
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		(7,92)			
Proveitos e ganhos financeiros (D)		2,40			
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		2,40			
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		(5,52)			
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-			
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		(5,52)			
Imposto sobre o rendimento (L)		-			
Impostos Diferidos (L)		(3,05)			
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		(2,47)			

Fonte: Paxgás – Norma Complementar 8

XV. PORTGÁS - SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 5, a Portgás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XV - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)		
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido
IMOBILIZADO			
Imobilizações Incorpóreas	120 551	-23 586	96 965
Imobilizações Corpóreas	343 935	-59 038	284 897
Imobilizado em Curso	14 410	0	14 410
Investimento Financeiro	1 623	-23	1 600
	480 519	-82 647	397 872
CIRCULANTE			
Existências	0	0	
Materiais Diversos	601	0	601
	601	0	601
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos			
Empresas do Grupo	0		0
Outros devedores	0		0
	0		0
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo			
Clientes	9 019	0	9 019
Empresas do Grupo	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	2 324	0	2 324
Outros Devedores	2 247	-1 053	1 194
	13 590	-1 053	12 537
Titulos Negociáveis	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	85		85
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de Proveitos	11 131		11 131
Custos Diferidos	3 173		3 173
	14 304		14 304
TOTAL DO ACTIVO	509 099	-83 700	425 399
Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)		
CAPITAL PRÓPRIO			
Capital/acções próprias	7 936		
Reservas	103 968		
Resultados Transitados	0		
Resultado Líquido do Exercício	8 246		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	120 150		
PASSIVO			
Provisões	0		
Provisões para pensões	0		
Outras provisões	9 470		
	9 470		
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos			
Empréstimos bancários	66 862		
Empréstimos por obrigações	0		
Empresas do Grupo	87 968		
Outros Credores	0		
	154 830		
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo			
Empréstimos bancários	34 488		
Empréstimos por obrigações	0		
Empresas do Grupo	2 349		
Fornecedores	18 773		
Estado e Outros Entes Públicos	2 182		
Fornecedores de Imobilizado	6 682		
Outros Credores	7 662		
	72 136		
Acréscimos e diferimentos			
Acréscimos de Custos	4 880		
Proveitos Diferidos	63 933		
	68 813		
TOTAL DO PASSIVO	305 249		
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	425 399		

Fonte: Portgás – Norma Complementar 5

**Quadro XV - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		5 886
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		4 709
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		0
Ajustamento tarifário sem compensação		519
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		658
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		0
Ajustamento tarifário sem compensação		0
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		0
Outros proveitos e ganhos operacionais		0
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		5 886
Custos com uso da rede de transporte		5 240
Custos com o uso global do sistema		646
Custos com uso da rede de distribuição		0
Outros custos e perdas operacionais		0
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0
Proveitos e ganhos financeiros (D)		0
Custos e perdas financeiros (E)		0
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0
Custos e perdas extraordinários (I)		0
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0
IRC (L)		0
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0

Fonte: Portgás – Norma Complementar 5

Quadro XV - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		28 084
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		23 468
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		-2 020
Ajustamento tarifário sem compensação		5 593
Outras prestações de serviços		
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural		366
Serviço de leitura extraordinária		0
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado		0
Outras		3
Variação da produção		0
Trabalhos para a própria empresa		465
Proveitos suplementares		0
Outros proveitos e ganhos operacionais		207
Reversões de ajustamentos e amortizações		2
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		12 617
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		
Materiais diversos		0
Fornecimentos e serviços externos		4 706
Custos com o pessoal		718
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo		5 794
Ajustamentos		1
Provisões		493
Impostos		1 005
Outros custos e perdas operacionais		-100
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		15 467
Proveitos e ganhos financeiros (D)		11
Custos e perdas financeiros (E)		4 441
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-4 430
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		11 037
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		806
Custos e perdas extraordinários (I)		0
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		806
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		11 843
IRC (L)		3 597
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		8 246

Fonte: Portgás – Norma Complementar 5

XVI. SETGÁS - SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 5, a Setgás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XVI - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	119 466,50	28 104,03	91 362,47	90 113,44
Imobilizações Corpóreas	131 093,46	27 279,11	103 814,35	101 859,26
Imobilizado em Curso	1 125,58		1 125,58	640,45
Investimento Financeiro	1 946,70		1 946,70	441,37
	253 632,24	55 383,14	198 249,10	193 054,52
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos	126,68		126,68	140,53
	126,68	0,00	126,68	140,53
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros devedores	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	2 115,24	0,00	2 115,24	3 775,68
Empresas do Grupo	0,00	0,00	0,00	0,00
Estado e Outros Entes Públicos	291,21	0,00	291,21	174,29
Outros Devedores	536,26	119,00	417,26	46,73
	2 942,71	119,00	2 823,71	3 996,71
Títulos Negociáveis	0,00	0,00	0,00	0,00
Depósitos Bancários e Caixa	171,15	0,00	171,15	1 761,23
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	2 446,30	0,00	2 446,30	2 704,96
Custos Diferidos	6 643,38	0,00	6 643,38	6 890,23
	9 089,68	0,00	9 089,68	9 595,19
TOTAL DO ACTIVO	265 962,47	55 502,14	210 460,33	208 548,18

Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
CAPITAL PRÓPRIO		
Capital/acções próprias	9 000,00	9 000,00
Prestações Suplementares	7 481,97	7 481,97
Reservas	42 661,66	33 267,56
Resultados Transitados	18 889,23	12 020,40
Resultado Líquido do Período	438,62	6 380,61
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	78 471,49	68 150,54
PASSIVO		
Provisões		
Provisões para pensões	22,30	21,21
Outras provisões	30,29	28,43
	52,59	49,63
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos		
Empréstimos bancários	29 145,67	31 373,25
Empréstimos por obrigações	0,00	0,00
Empresas do Grupo	24 476,09	23 440,82
Outros Credores	0,00	0,00
	53 621,76	54 814,07
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo		
Empréstimos bancários	26 578,69	23 183,34
Empréstimos por obrigações		0,00
Empresas do Grupo	0,00	0,00
Fornecedores	873,66	1 494,69
Estado e Outros Entes Públicos	1 488,95	1 756,36
Fornecedores de Imobilizado	1 707,42	1 450,40
Outros Credores	921,89	818,29
	31 570,61	28 703,08
Acréscimos e diferimentos		
Acréscimos de Custos	869,78	10 243,07
Proveitos Diferidos	45 874,10	46 587,78
	46 743,88	56 830,85
TOTAL DO PASSIVO	131 988,84	140 397,64
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	210 460,33	208 548,18

Fonte: Setgás – Norma Complementar 5

**Quadro XVI - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o
2.º semestre de 2009**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
		PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		1 610,97	-
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		1 445,79		1 482,47	1 544,27
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte					
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		165,18		203,05	205,45
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema					
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		1 610,97	-	1 685,52	1 749,72
Custos com uso da rede de transporte		1 445,79		1 482,47	1 544,27
Custos com o uso global do sistema		165,18		203,05	205,45
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)			-		-
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiros (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)			-		-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)			-		-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)			-		-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)			-		-
IRC (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)			-		-

Fonte: Setgás – Norma Complementar 5

Quadro XVI - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1.º semestre	2.º semestre	1.º semestre	2.º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		7 845,03	-	12 247,22	13 278,99
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		7 323,62		9 306,77	10 880,36
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		(156,15)		1 655,92	2 107,54
Ajustamento tarifário sem compensação					
Outras prestações de serviços					
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural		119,63		192,46	114,63
Serviço de leitura extraordinária					
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado					
Outras					
Variação da produção				22,04	-
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		557,93		1 070,03	176,47
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de ajustamentos e amortizações					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		5 808,16	-	6 109,44	8 375,18
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Materiais diversos		-		24,12	1,12
Fornecimentos e serviços externos	N-5-12-D	1 989,90		2 574,04	1 752,88
Custos com o pessoal	N-5-13a-D	1 418,22		1 452,29	1 115,28
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo	N-5i-01c -d e d-D	2 217,59		1 799,77	5 317,04
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos		83,89		92,46	101,45
Outros custos e perdas operacionais		98,56		166,75	87,41
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		2 036,87	-	6 137,78	4 903,81
Proveitos e ganhos financeiros (D)		10,50		10,65	3,79
Custos e perdas financeiros (E)		973,06		2 585,16	1 450,25
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(962,56)	-	(2 574,51)	(1 446,46)
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		1 074,31	-	3 563,27	3 457,35
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		665,99		317,75	706,56
Custos e perdas extraordinários (I)		6,35		67,79	1,86
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		659,64	-	249,96	704,70
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		1 733,95	-	3 813,23	4 162,06
IRC (L)		1 295,33		1 137,28	939,14
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)		438,62	-	2 675,95	3 222,92

Fonte: Setgás – Norma Complementar 5

XVII. SETGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 8, a Setgás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XVII - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações incorpóreas	0,00	0,00	0,00	0,00
Imobilizações corpóreas	0,00	0,00	0,00	0,00
Imobilizado em curso	0,00	0,00	0,00	0,00
Investimento financeiro	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais diversos	72,13	0,00	72,13	123,00
	72,13	0,00	72,13	123,00
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos				
Empresas do Grupo	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros devedores	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo				
Clientes	2 464,37	0,00	2 464,37	3 091,95
Clientes cobrança duvidosa	720,38	720,38	0,00	0,00
Empresas do Grupo	0,00	0,00	0,00	0,00
Estado e outros entes públicos	248,19	0,00	248,19	301,79
Outros devedores	8,95	0,00	8,95	55,25
	3 441,89	720,38	2 721,51	3 449,00
Títulos Negociáveis	0,00	0,00	0,00	0,00
Depósitos Bancários e Caixa	1 614,78	0,00	1 614,78	157,22
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de proventos	3 082,71	0,00	3 082,71	3 188,87
Custos diferidos	143,11	0,00	143,11	153,73
	3 225,82	0,00	3 225,82	3 342,61
TOTAL DO ACTIVO	8 354,62	720,38	7 634,24	7 071,83

Passivo e Capital próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
CAPITAL PRÓPRIO		
Capital	50,00	50,00
Prestações suplementares	1 950,00	0,00
Reservas	0,00	0,00
Resultados transitados	388,34	-36,89
Resultado líquido do período	-186,74	425,23
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	2 201,60	438,34
PASSIVO		
Provisões		
Provisões para pensões	0,00	0,00
Outras provisões	0,00	0,00
	0,00	0,00
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazos		
Empréstimos bancários	0,00	0,00
Empréstimos por obrigações	0,00	0,00
Empresas do Grupo	0,00	0,00
Outros Credores	0,00	0,00
	0,00	0,00
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo		
Empréstimos bancários	0,00	0,00
Empréstimos por obrigações	0,00	0,00
Empresas do Grupo	0,00	0,00
Fornecedores	2 480,91	3 632,04
Fornecedores recepção e conferência	1 237,31	940,71
Estado e outros entes públicos	97,49	386,68
Fornecedores de imobilizado	0,00	0,00
Outros Credores	263,91	97,85
	4 079,62	5 057,28
Acréscimos e diferimentos		
Acréscimos de custos	1 353,02	1 576,21
Proventos diferidos	0,00	0,00
	1 353,02	1 576,21
TOTAL DO PASSIVO	5 432,64	6 633,49
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	7 634,25	7 071,83

Fonte: Setgás Comercialização – Norma Complementar 8

Quadro XVII - 2 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás naturalUnidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		6 237,70	0,00	8 145,94	8 555,77
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		6 237,70	0,00	8 145,94	8 555,77
Compensação por aplicação da tarifa de Energia					
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		6 237,70	0,00	8 145,94	8 555,77
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		6 237,70	0,00	8 145,94	8 555,77
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com o uso dos terminais de GNL					
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural					
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Setgás Comercialização – Norma Complementar 8

**Quadro XVII - 3 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		6 791,32	0,00	8 917,75	10 588,33
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		59,41	0,00	136,21	98,37
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		1 551,53	0,00	464,65	630,50
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		5 180,37	0,00	8 316,89	9 859,46
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		6 791,32	0,00	8 917,75	10 588,33
Custos com o uso global do sistema		59,41	0,00	136,21	98,37
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		1 551,53	0,00	464,65	630,50
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		5 180,37	0,00	8 316,89	9 859,46
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos financeiros (D)					
Custos e perdas financeiras (E)					
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0,00	0,00	0,00	0,00
Proveitos e ganhos extraordinários (H)					
Custos e perdas extraordinários (I)					
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos Diferidos (L)					
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Setgás Comercialização – Norma Complementar 8

Quadro XVII - 4 - Demonstração de resultados da função de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		1 680,21	0,00	1 560,38	3 114,93
Vendas					
Aplicação da tarifa de comercialização		1 459,54		1 384,07	3 022,23
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização		-187,56		-173,43	-77,71
Prestações de serviços		304,15		176,23	67,03
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares		104,08		173,50	103,39
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		2 198,94	0,00	2 325,01	1 789,45
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)					
Fornecimentos e serviços externos	N8-23-C	2 238,29		1 963,89	1 333,24
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos		-39,44		360,89	456,14
Provisões					
Impostos		0,04		0,08	0,07
Outros custos e perdas operacionais		0,05		0,14	0,00
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-518,73	0,00	-764,63	1 325,48
Proveitos e ganhos financeiros (D)		126,91		46,06	171,23
Custos e perdas financeiras (E)		2,98		58,31	3,08
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		123,93	0,00	-12,25	168,15
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-394,80	0,00	-776,88	1 493,63
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		2,00		0,00	0,00
Custos e perdas extraordinários (I)		0,00		41,60	0,01
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		2,00	0,00	-41,60	0,00
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-392,80	0,00	-818,48	1 493,63
Imposto sobre o rendimento (L)		51,48		7,97	-220,20
Impostos Diferidos (L)		154,58		141,33	-174,05
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-186,74	0,00	-669,18	1 099,38

Fonte: Setgás Comercialização – Norma Complementar 8

XVIII. SONORGÁS - SOCIEDADE DE GÁS DO NORTE, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido nas Normas Complementares n.º 5 e n.º 8, a Sonorgás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XVIII - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10 ³ EUR				
ACTIVO	Notas	Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009) POC
Activo não corrente:				
Activos intangíveis				
Activos intangíveis (v.bruto)		5 444		5 444
Activos intangíveis (amortizações acumuladas)		680		680
Goodwill				
Activos tangíveis				
Activos fixos tangíveis (v.bruto)		22 226	(446)	21 780
Activos fixos tangíveis (amortizações acumuladas)		2 049	(22)	2 027
Propriedades de investimento				
Participações financeiras em associadas e conjuntamente controladas				
Participações financeiras em participadas				
Activos disponíveis para venda				
Activos por impostos diferidos		1		1
Outros investimentos financeiros				
Total de activos não correntes:		24 943	(425)	24 518
Activo corrente:				
Inventários				
Clientes		294		294
Outras contas a receber				
Estado e Outros Entes Públicos		52		52
Outros Devedores		1 093		1 093
Acréscimo de Proveitos		3 090	(592)	2 498
Custos Diferidos		12		12
Títulos Negociáveis		1		1
Outros investimentos financeiros				
Imposto sobre o rendimento a receber				
Imposto corrente sobre o rendimento a receber				
Caixa e seus equivalentes				
Total dos activos correntes:		4 542	(592)	3 950
Total do activo:		29 484	(1 017)	28 468
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio:				
Capital social		2 824		2 824
Ações (quotas) próprias				
Prestações suplementares e outros instrumentos de capital				
Prémios de emissão				
Reservas de conversão				
Reservas de reavaliação regulatória		5 951	(327)	5 624
Outras reservas		240	-	240
Reservas de cobertura				
Resultados acumulados		831	(107)	724
Dividendos antecipados				
Outras variações no capital próprio				
Subsídios e Doações				
de Fundos Comunitários				
de Clientes				
Resultado líquido consolidado do exercício		772	(375)	396
Total do capital próprio atribuível aos accionistas:		10 617	(809)	9 807
Interesses minoritários				
Total do capital próprio:		10 617	(809)	9 807
Passivo:				
Passivo não corrente:				
Empréstimos		891		891
Empréstimos obrigacionistas				
Outras contas a pagar		30		30
Responsabilidades com beneficiários de reforma e outros beneficiários				
Passivos por locações financeiras				
Passivos por impostos diferidos		2 298	(199)	2 099
Outros instrumentos financeiros				
Provisões		15		15
Total do passivo não corrente:		3 234	(199)	3 035
Passivo corrente:				
Empréstimos e descobertos bancários		5 956	-	5 956
Empréstimos obrigacionistas				
Fornecedores		939		939
Outras contas a pagar				
Estado e Outros Entes Públicos		79	(8)	71
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente		2 602		2 602
Outros Credores		648		648
Proveitos Diferidos		484		484
Acréscimo de Custos		4 680		4 680
Responsabilidades por beneficiários de reforma, saúde e vida				
Passivos por locações financeiras		246		246
Outros instrumentos financeiros				
Imposto corrente sobre o rendimento a pagar				
Provisões				
Total do passivo corrente:		15 634	(8)	15 626
Total do passivo:		18 868	(207)	18 660
Total do capital próprio e do passivo:		29 484	(1 017)	28 468

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro XVIII - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas	Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009) POC
Rendimentos operacionais:				
Vendas				
Prestação de Serviços				
Aplicação da Tarifa de Uso Global do Sistema		7		7
Compensação do ORD k pela aplicação da Tarifa de Uso Global do Sistema				
Aplicação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte		53		53
Compensação do ORD k pela aplicação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte				
Ajustamento tarifário		(12)	31	18
Subsídios ao Investimento				
Outros rendimentos operacionais				
Religações d)				
Outros e)				
Total de rendimentos operacionais:		48	31	79
Gastos operacionais:				
Custos do ORD k por aplicação da Tarifa de Uso Global do Sistema		6		6
Custos do ORD k por aplicação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte		77		77
Custo das vendas				-
Fornecimentos e serviços externos				
Gastos com o pessoal				
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades de activos fixos				
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber				
Outros gastos operacionais				
Total de gastos operacionais:		84	-	84
Resultados operacionais:				
		(36)	31	(5)
Rendimentos financeiros		8	(5)	3
Gastos financeiros		4		4
Ganhos (perdas) cambiais				
Resultados relativos a participações financeiras em empresas associadas e entidades conjuntamente controladas				
Rendimentos de instrumentos financeiros				
Outros ganhos e perdas				
Resultado antes de impostos:		(32)	26	(6)
Imposto sobre o rendimento		(6)	2	(4)
Resultado antes de interesses minoritários:		(26)	24	(2)
Resultado afecto aos interesses minoritários				
Resultado líquido consolidado do exercício		(26)	24	(2)
Resultado por acção (valor em Euros)				

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 5

Quadro XVIII - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas	Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009) POC
Rendimentos operacionais:				
Vendas				
Prestação de Serviços				
Aplicação da Tarifa de URD a)		679		679
Compensação do ORD k pela aplicação da tarifa de URD		1 150		1 150
Outras (Ajustamento tarifário)		860	(572)	288
Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP				
Subsídios ao Investimento		78		78
Outros rendimentos operacionais				
Religações b)				
Outros c)				
Trabalhos para a própria empresa		41		41
Total de rendimentos operacionais:		2 807	(572)	2 235
Gastos operacionais:				
Custo das vendas		-		-
Fornecimentos e serviços externos		812		812
Gastos com o pessoal		191		191
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades de activos fixos		488	(7)	481
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber		(2)		(2)
Outros gastos operacionais		34		34
Total de gastos operacionais:		1 523	(7)	1 516
Resultados operacionais:				
		1 284	(565)	719
Rendimentos financeiros		61	(46)	15
Gastos financeiros		418		418
Ganhos (perdas) cambiais				
Resultados relativos a participações financeiras em empresas associadas e entidades conjuntamente controladas				
Rendimentos de instrumentos financeiros				
Outros gastos e perdas		15		15
Resultado antes de impostos:		943	(611)	332
Imposto sobre o rendimento		145	(212)	(67)
Resultado antes de interesses minoritários:		798	(399)	399
Resultado afecto aos interesses minoritários				
Resultado líquido consolidado do exercício		798	(399)	399
Resultado por acção (valor em Euros)				

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro XVIII - 4 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10 ³ EUR				
ACTIVO	Notas	Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009) POC
Activo não corrente:				
Activos intangíveis				
Activos intangíveis (v.bruto)		12		12
Activos intangíveis (amortizações acumuladas)		12		12
Goodwill				
Activos intangíveis				
Activos fixos tangíveis (v.bruto)		89		89
Activos fixos tangíveis (amortizações acumuladas)		57		57
Propriedades de investimento				
Participações financeiras em associadas e conjuntamente controladas				
Participações financeiras em participadas				
Activos disponíveis para venda				
Activos por impostos diferidos		0		0
Outros investimentos financeiros				
Total de activos não correntes:		32	-	32
Activo corrente:				
Inventários		61		61
Clientes		277		277
Outras contas a receber				
Estado e Outros Entes Públicos		49		49
Outros Devedores		1 030		1 030
Acréscimo de Proveitos		380	102	482
Custos Diferidos		11		11
Títulos Negociáveis		0		0
Outros investimentos financeiros				
Imposto sobre o rendimento a receber				
Imposto corrente sobre o rendimento a receber				
Caixa e seus equivalentes		1 092	0	1 093
Total dos activos correntes:		2 901	102	3 004
Total do activo:		2 933	102	3 036
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio:				
Capital social		176		176
Acções (quotas) próprias				
Prestações suplementares e outros instrumentos de capital				
Prémios de emissão				
Reservas de conversão				
Reservas de reavaliação regulatória				
Outras reservas		15	-	15
Reservas de cobertura		-		-
Resultados acumulados		52	(0)	51
Dividendos antecipados		-		-
Outras variações no capital próprio		-		-
Subsídios e Doações de Fundos Comunitários		-		-
de Clientes		-		-
Resultado líquido consolidado do exercício		(79)	86	7
Total do capital próprio atribuível aos accionistas:		164	86	249
Interesses minoritários				
Total do capital próprio:		164	86	249
Passivo:				
Passivo não corrente:				
Empréstimos		1		1
Empréstimos obrigacionistas				
Outras contas a pagar		28		28
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios				
Passivos por locações financeiras				
Passivos por impostos diferidos		(5)	17	13
Outros instrumentos financeiros				
Provisões		-		-
Total do passivo não corrente:		25	17	42
Passivo corrente:				
Empréstimos e descobertos bancários		7		7
Empréstimos obrigacionistas				
Fornecedores		1 344		1 344
Outras contas a pagar				
Estado e Outros Entes Públicos		75	(0)	74
Fornecedores de Imobilizado C/ Comento		3		3
Outros credores		617		617
Acréscimo de Custos		464		464
Proveitos Diferidos		-		-
Responsabilidades por benefícios de reforma, saúde e vida				
Passivos por locações financeiras		234		234
Outros instrumentos financeiros				
Imposto corrente sobre o rendimento a pagar				
Provisões				
Total do passivo corrente:		2 744	(0)	2 744
Total do passivo:		2 769	17	2 786
Total do capital próprio e do passivo:		2 933	102	3 036

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 8

Quadro XVIII - 5 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás natural
Consumos <= 10 000m³

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas	Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009) POC
Rendimentos operacionais:				
Vendas				
Por aplicação da tarifa de Energia a)		245		245
Compensação entre CUR _x pela aplicação da tarifa de energia		(2)	24	22
Transferência do ORT (UGS II) para os CUR _x no âmbito da sustentabilidade dos mercados				
Prestação de Serviços				
Subsídios ao Investimento				
Outros rendimentos operacionais				
Total de proveitos operacionais:		243	24	267
Gastos operacionais:				
Custo das vendas				
Custo com aquisição de gás natural para fornecimento aos CUR _r c)		252		252
Custos com aquisição de gás natural em mercados organizados ou através de contratação bilateral				
Fornecimentos e serviços externos				
Gastos com o pessoal				
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades de activos fixos				
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber				
Outros gastos operacionais				
Total de gastos operacionais:		252	-	252
Resultados operacionais:				
		(9)	24	15
Rendimentos financeiros		1	1	2
Gastos financeiros		4		4
Ganhos (perdas) cambiais				
Resultados relativos a participações financeiras em empresas associadas e entidades conjuntamente controladas				
Rendimentos de instrumentos financeiros				
Outros gastos e perdas		-		-
Resultado antes de impostos:		(12)	25	13
Imposto sobre o rendimento		(2)	5	3
Resultado antes de interesses minoritários:		(10)	20	10
Resultado afecto aos interesses minoritários				
Resultado líquido consolidado do exercício		(10)	20	10
Resultado por acção (valor em Euros)				

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 8

**Quadro XVIII - 6 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN
Consumos <= 10 000m³**

Rubricas	Notas	Unidade: 10 ³ EUR		
		Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009) POC
Rendimentos operacionais:				
Vendas				
Prestação de Serviços				
Por aplicação da Tarifa de UGS a)		3		3
Por aplicação da Tarifa de URT b)		31		31
Por aplicação da Tarifa de URD c)		-	-	-
Outras - Ajustamento tarifário sem compensação				
Subsídios ao Investimento				
Outros rendimentos operacionais				
Total de proveitos operacionais:		34	-	34
Gastos operacionais:				
Custo das vendas				
Custo com UGS d)		3		3
Custo com URT e)		31		31
Custo com URD f)				
Fornecimentos e serviços externos				
Gastos com o pessoal				
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades de activos fixos				
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber				
Outros gastos operacionais				
Total de gastos operacionais:		34	-	34
Resultados operacionais:		-	-	-
Rendimentos financeiros				
Gastos financeiros				
Ganhos (perdas) cambiais				
Resultados relativos a participações financeiras em empresas associadas e entidades conjuntamente controladas				
Rendimentos de instrumentos financeiros				
Outros gastos e perdas				
Resultado antes de impostos:		-	-	-
Imposto sobre o rendimento				
Resultado antes de interesses minoritários:		-	-	-
Resultado afecto aos interesses minoritários				
Resultado líquido consolidado do exercício		-	-	-
Resultado por acção (valor em Euros)				

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 8

Quadro XVIII - 7 - Demonstração de resultados da função de Comercialização
Consumos <= 10 000m³

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009)
Rendimentos operacionais:			
Vendas			
Por aplicação da Tarifa de Comercialização a)	138		138
Outras - Ajustamento tarifário sem compensação	(29)	43	13
Prestação de Serviços	57	1	58
Compensação entre CUR _x pela aplicação das tarifas de comercialização	226		226
Subsídios ao Investimento			
Outros rendimentos operacionais	-	-	-
Total de proveitos operacionais:	391	44	435
Gastos operacionais:			
Custo das vendas	-	1	1
Fornecimentos e serviços externos	348		348
Gastos com o pessoal	63		63
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades de activos fixos	11		11
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber	23		23
Outros gastos operacionais	0		0
Total de gastos operacionais:	446	1	447
Resultados operacionais:	(55)	43	(12)
Rendimentos financeiros	9	(3)	6
Gastos financeiros	15		15
Ganhos (perdas) cambiais			
Resultados relativos a participações financeiras em empresas associadas e entidades conjuntamente controladas			
Rendimentos de instrumentos financeiros			
Outros gastos e perdas	0		0
Resultado antes de impostos:	(61)	40	(21)
Imposto sobre o rendimento	(12)	3	(9)
Resultado antes de interesses minoritários:	(49)	37	(12)
Resultado afecto aos interesses minoritários			
Resultado líquido consolidado do exercício	(49)	37	(12)
Resultado por acção (valor em Euros)			

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 8

Quadro XVIII - 8 - Demonstração de resultados da função de Comercialização
Consumos > 10 000m³

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009) POC
Rendimentos operacionais:			
Vendas			
Por aplicação da Tarifa de Comercialização a)	(1)		(1)
Outras - Ajustamento tarifário sem compensação	0	(0)	(0)
Prestação de Serviços	1		1
Compensação entre CURRs b)	(1)		(1)
Transferência do ORT para os CURR - UGS l c)			
Subsídios ao Investimento			
Outros rendimentos operacionais			
Total de proveitos operacionais:	(1)	(0)	(1)
Gastos operacionais:			
Custo das vendas			
Fornecimentos e serviços externos	3	-	3
Gastos com o pessoal	1	-	1
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades de activos fixos	0	-	0
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber	0	-	0
Outros gastos operacionais	0	-	0
Total de gastos operacionais:	4	-	4
Resultados operacionais:	(5)	(0)	(6)
Rendimentos financeiros	1		1
Gastos financeiros	2		2
Ganhos (perdas) cambiais			
Resultados relativos a participações financeiras em empresas associadas e entidades conjuntamente controladas			
Rendimentos de instrumentos financeiros			
Outros gastos e perdas	0	-	0
Resultado antes de impostos:	(6)	(0)	(6)
Imposto sobre o rendimento	(1)	1	(0)
Resultado antes de interesses minoritários:	(5)	(1)	(6)
Resultado afecto aos interesses minoritários			
Resultado líquido consolidado do exercício	(5)	(1)	(6)
Resultado por acção (valor em Euros)			

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 8

Quadro XVIII - 9 - Demonstração de resultados da actividade de Comercialização de gás natural em regime transitório

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Contas Reguladas (t-2 2.º semestre 2009) POC	Diferenças	Contas Estatutárias (t-2 2.º semestre 2009) POC
Rendimentos operacionais:			
Vendas			
Por aplicação da Tarifa de Energia	385	-	385
Outras			
Prestação de Serviços			
Por aplicação da Tarifa de Uso Global do Sistema	4		4
Por aplicação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte	46		46
Por aplicação da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-		-
Por aplicação da Tarifa de Comercialização a)	(1)		(1)
Outras	1		1
Compensação pela aplicação da tarifa de energia	(3)		(3)
Compensação pela aplicação da tarifa de comercialização	(1)		(1)
Ajustamento tarifário sem compensação	0	37	37
Transferência do ORT (UGS I) para os CUR _x no âmbito do processo de extinção de tarifas para consumos anuais > 10 000m ³			
Subsídios ao Investimento			
Outros rendimentos operacionais	-	-	-
Total de proveitos operacionais:	432	37	469
Gastos operacionais:			
Custo das vendas			
Custo com aquisição de gás natural para forneci/ aos CURs	396	-	396
Custo com UGS	4		4
Custo com URT	46		46
Custo com URD	-		-
Fornecimentos e serviços externos	3		3
Gastos com o pessoal	1		1
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades de activos fixos	0		0
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber	0		0
Outros gastos operacionais	0		0
Total de gastos operacionais:	451	-	451
Resultados operacionais:	(19)	37	18
Rendimentos financeiros	2	-	2
Gastos financeiros	8	-	8
Ganhos (perdas) cambiais			
Resultados relativos a participações financeiras em empresas associadas e entidades conjuntamente controladas			
Rendimentos de instrumentos financeiros			
Outros gastos e perdas	0	-	0
Resultado antes de impostos:	(25)	37	12
Imposto sobre o rendimento	(5)	8	4
Resultado antes de interesses minoritários:	(20)	29	9
Resultado afecto aos interesses minoritários			
Resultado líquido consolidado do exercício	(20)	29	9
Resultado por acção (valor em Euros)			

Fonte: Sonorgás – Norma Complementar 8

XIX. TAGUSGÁS - EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A.

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido nas Normas Complementares n.º 5 e n.º 8, a Tagusgás enviou à ERSE um relatório sumário das demonstrações financeiras referentes ao 2.º semestre de 2009, bem como diversa informação adicional.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela empresa relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados.

Quadro XIX - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)		
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido
IMOBILIZADO			
Imobilizações Incorpóreas	27 375	3 486	23 889
Imobilizações Corpóreas	72 070	8 797	63 273
Imobilizado em Curso	307		307
Investimento Financeiro	775		775
	100 527	12 283	88 244
CIRCULANTE			
Existências			
Materiais Diversos	192		192
	192	0	192
Dívidas de Terceiros - Médio e Longo Prazos			
Empresas do Grupo			0
Outros devedores			0
			0
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo			
Clientes	2 001	607	1 394
Empresas do Grupo			
Estado e Outros Entes Públicos	432		432
Outros Devedores	732		732
	3 165	607	2 558
Títulos Negociáveis			
Depósitos Bancários e Caixa	1 493		1 493
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de Proveitos	1 081		1 081
Custos Diferidos	1 698		1 698
	2 779		2 779
TOTAL DO ACTIVO	108 156	12 890	95 266

Passivo e Capital Próprio	t-2 (2.º semestre 2009)
CAPITAL PRÓPRIO	
Capital/acções próprias	12 500
Reservas	17 906
Resultados Transitados	-1 029
Resultado Líquido do Exercício	427
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	29 804
PASSIVO	
Provisões	
Provisões para pensões	5
Outras provisões	2
	7
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo prazos	
Empréstimos bancários	22 265
Empréstimos por obrigações	
Empresas do Grupo	4 405
Outros Credores	
	26 670
Dívidas a Terceiros - Curto prazo	
Empréstimos bancários	11 439
Empréstimos por obrigações	
Empresas do Grupo	50
Fornecedores	2 781
Estado e Outros Entes Públicos	162
Fornecedores de Imobilizado	5 646
Outros Credores	281
	20 359
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS	
Acréscimos de Custos	752
Proveitos Diferidos	17 674
	18 426
TOTAL DO PASSIVO	65 462
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	95 266

Fonte: Tagusgás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro XIX - 2 - Demonstração de Resultados por aplicação das tarifas de UGS e URT para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)	
		1º semestre	2º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		999	0
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte		872	
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte			
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte			
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		127	
Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema			
Ajustamento tarifário sem compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema			
Outros proveitos e ganhos operacionais			
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		1 052	0
Custos com uso da rede de transporte		926	
Custos com o uso global do sistema		126	
Outros custos e perdas operacionais			
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-53	0
Proveitos e ganhos financeiros (D)			
Custos e perdas financeiros (E)			
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0	0
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-53	0
Proveitos e ganhos extraordinários (H)			
Custos e perdas extraordinários (I)			
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0	0
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-53	0
IRC (L)			
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-53	0

Fonte: Tagusgás – Norma Complementar 5

Quadro XIX - 3 - Demonstração de Resultados para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)	
		1º semestre	2º semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		4 837	0
Aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição		2 671	
Compensação pela uniformidade tarifária por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		2 166	
Ajustamento tarifário sem compensação			
Outras prestações de serviços			
Serviço de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural			
Serviço de leitura extraordinária			
Pagamento por o cliente não estar na instalação no intervalo de tempo combinado			
Outras			
Variação da produção			
Trabalhos para a própria empresa			
Proveitos suplementares			
Outros proveitos e ganhos operacionais			
Reversões de ajustamentos e amortizações			
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		3 082	0
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		49	0
Materiais diversos		49	
Fornecimentos e serviços externos		1 312	
Custos com o pessoal		495	
Amortizações do Imobilizado Corpóreo e Incorpóreo		1 178	
Ajustamentos			
Provisões			
Impostos		15	
Outros custos e perdas operacionais		33	
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		1 755	0
Proveitos e ganhos financeiros (D)		15	
Custos e perdas financeiros (E)		930	
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-915	0
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		840	0
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		245	
Custos e perdas extraordinários (I)		1	
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		244	0
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		1 084	0
IRC (L)		108	
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		976	0

Fonte: Tagusgás – Norma Complementar 5

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro XIX - 4 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)	
		1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		3 196	
Vendas			
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		3 196	
Compensação por aplicação da tarifa de Energia			
Prestações de serviços			
Variação da produção			
Trabalhos para a própria empresa			
Proveitos suplementares			
Outros proveitos e ganhos operacionais			
Reversões de amortizações e ajustamentos			
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		3 196	
Custo das mercadorias vendidas e consumidas			
Custos com aquisição de gás natural à actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		3 196	
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais			
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados			
Custos com o uso dos terminais de GNL			
Custos com o acesso aos armazenamentos subterrâneos de gás natural			
Materiais diversos			
Fornecimentos e serviços externos			
Custos com o pessoal			
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo			
Ajustamentos			
Provisões			
Impostos			
Outros custos e perdas operacionais			
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0	
Proveitos e ganhos financeiros (D)			
Custos e perdas financeiras (E)			
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0	
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0	
Proveitos e ganhos extraordinários (H)			
Custos e perdas extraordinários (I)			
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0	
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0	
Imposto sobre o rendimento (L)			
Impostos Diferidos (L)			
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0	

Fonte: Tagusgás – Norma Complementar 8

**Quadro XIX - 5 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)	
		1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		2 166	
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		34	
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		233	
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		1 900	
Variação da produção			
Trabalhos para a própria empresa			
Proveitos suplementares			
Outros proveitos e ganhos operacionais			
Reversões de amortizações e ajustamentos			
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		2 166	
Custos com o uso global do sistema		34	
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		233	
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		1 900	
Materiais diversos			
Fornecimentos e serviços externos			
Custos com o pessoal			
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo			
Ajustamentos			
Provisões			
Impostos			
Outros custos e perdas operacionais			
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		0	
Proveitos e ganhos financeiros (D)			
Custos e perdas financeiras (E)			
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		0	
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		0	
Proveitos e ganhos extraordinários (H)			
Custos e perdas extraordinários (I)			
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		0	
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		0	
Imposto sobre o rendimento (L)			
Impostos Diferidos (L)			
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		0	

Fonte: Tagusgás – Norma Complementar 8

Quadro XIX - 6 - Demonstração de resultados da função de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)	
		1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		5 394	
Vendas			
Aplicação da tarifa de comercialização		3 145	
Compensação por aplicação das tarifas de Comercialização			
Prestações de serviços		2 191	
Variação da produção			
Trabalhos para a própria empresa			
Proveitos suplementares		24	
Outros proveitos e ganhos operacionais			
Reversões de amortizações e ajustamentos		34	
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		5 783	
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)		3 196	
Fornecimentos e serviços externos		2 340	
Custos com o pessoal		42	
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo			
Ajustamentos		2	
Provisões		204	
Impostos			
Outros custos e perdas operacionais		0	
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		-390	
Proveitos e ganhos financeiros (D)		22	
Custos e perdas financeiras (E)		6	
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		16	
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		-374	
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		12	
Custos e perdas extraordinários (I)			
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		12	
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		-362	
Imposto sobre o rendimento (L)			
Impostos Diferidos (L)			
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		-362	

Fonte: Tagusgás – Norma Complementar 8

XX. TRANSGÁS S.A.

Quadro XX - 1 - Balanço para o 2.º semestre de 2009

Unidade: 10³ EUR

Activo	t-2 (2.º semestre 2009)			t-3 (2008-2009)		
	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Ajustamentos	Activo Líquido
IMOBILIZADO						
Imobilizações Incorpóreas						
Imobilizações Corpóreas	1	(1)	(0)	1	0	1
Imobilizado em Curso						
Investimento Financeiro						
	1	(1)	(0)	1	0	1
CIRCULANTE						
Existências						
Mercadorias	793		793	3 245		3 245
	793	0	793	3 245	0	3 245
Dívidas de Terceiros						
Clientes C/ Corrente	9 102		9 102	9 500		9 500
Clientes cobrança duvidosa	1 167	(1 167)	0	908	(908)	0
Empresas do Grupo - empréstimos	3 681		3 681	232		232
Adiantamentos a fornecedores	1		1			
Estado e Outros Entes Públicos	9 088		9 088	7 876		7 876
Outros Devedores	0		0	1		1
	23 041	(1 167)	21 874	18 517	(908)	17 609
Títulos Negociáveis						
Depósitos Bancários e Caixa	0	0	0	72	0	72
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Proveitos	29 227		29 227	42 392		42 392
Custos Diferidos	83		83	107		107
	29 310		29 310	42 499		42 499
TOTAL DO ACTIVO	53 145	(1 168)	51 977	64 334	(908)	63 426

Passivo e Capital Próprio	t-2 (2.º semestre 2009)	t-3 (2008-2009)
CAPITAL PRÓPRIO		
Capital / Acções próprias	500	500
Reservas	100	100
Resultados Transitados	(45 894)	241
Resultado Líquido do Exercício	(27 934)	(46 135)
Total do Capital Próprio	(73 228)	(45 294)
PASSIVO		
Provisão para riscos e encargos		
Provisão para pensões		
Outras provisões		
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Empresas do Grupo		
Outros credores		
Dívidas a Terceiros - Curto prazo		
Empréstimos bancários		
Empréstimos por obrigações		
Empresas do Grupo	89 676	64 173
Fornecedores	35 351	44 138
Estado e Outros Entes Públicos		
Fornecedores de imobilizado		
Outros credores	120	405
	125 147	108 716
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS		
Acréscimos de Custos	58	4
Proveitos Diferidos	-	-
	58	4
Total do Passivo	125 205	108 720
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO + PASSIVO	51 977	63 426

Fonte: Transgás, SA – Norma Complementar 7

Quadro XX - 2 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás naturalUnidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		131 469,03		308 320,13	246 386,95
Vendas de gás natural					
Comercializadores de último recurso retalhistas	curr	71 362,25		99 293,50	108 777,05
Comercializador de último recurso grossista para fornecimento a grandes clientes	N7-05	60 106,78		209 026,64	137 609,90
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		136 497,96		340 189,39	274 968,47
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	curr	76 391,17		111 051,42	115 125,76
Custos com aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN para fornecimento ao comercializador de último recurso a grandes clientes	N7-05	60 106,78		229 137,97	159 842,71
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		(5 028,92)		(31 869,26)	(28 581,53)
Proveitos e ganhos financeiros (D)		29,75		-	-
Custos e perdas financeiras (E)		-		-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		29,75		-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		(4 999,17)		(31 869,26)	(28 581,53)
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-		-	-
Custos e perdas extraordinários (I)		-		-	-
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-		-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		(4 999,17)		(31 869,26)	(28 581,53)
Imposto sobre o rendimento (L)		-		631,43	(228,10)
Impostos diferidos (L)		9 527,43		(8 696,87)	(7 477,87)
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)		(14 526,60)		(23 803,82)	(20 875,56)

Fonte: Transgás, SA – Norma Complementar 7

Quadro XX - 3 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		56 575,37		209 026,64	137 609,90
Vendas					
Aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais		56 575,37		209 026,64	137 609,90
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		60 106,78		209 026,64	137 609,90
Custo das mercadorias vendidas e consumidas					
Custos com aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso		60 106,78		209 026,64	137 609,90
Custos com aquisição de gás natural através de contratos bilaterais					
Custos com aquisição de gás natural nos mercados organizados					
Custos com a utilização de terminais de GNL					
Custos com a utilização de instalações de armazenamento subterrâneo					
Materiais Diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		(3 531,41)		-	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)		74,09		-	-
Custos e perdas financeiras (E)		-		-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		74,09		-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		(3 457,32)		-	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-		-	-
Custos e perdas extraordinários (I)		-		-	-
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-		-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		(3 457,32)		-	-
Imposto sobre o rendimento (L)		-		-	-
Impostos diferidos (L)		6 588,97		-	-
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		(10 046,29)		-	-

Fonte: Transgás, SA – Norma Complementar 7

**Quadro XX - 4 - Demonstração de resultados da função de Compra e Venda de Acessos
à RNTGN e à RNDGN**

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref. ^a	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		6 997,61		29 315,48	18 958,59
Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema		589,17		2 308,64	1 492,67
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte		4 219,03		13 620,37	10 127,40
Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição		2 189,41		13 386,46	7 338,52
Prestações de serviços					
Variação da produção					
Trabalhos para a própria empresa					
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos					
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		6 874,58		29 316,66	18 958,59
Custos com o uso global do sistema		590,03		2 308,64	1 492,67
Custos com o uso da rede de transporte de gás natural		4 234,37		13 620,37	10 127,40
Custos com o uso da rede de distribuição de gás natural		2 050,18		13 387,64	7 338,52
Materiais diversos					
Fornecimentos e serviços externos					
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo					
Ajustamentos					
Provisões					
Impostos					
Outros custos e perdas operacionais					
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		123,02		(1,17)	-
Proveitos e ganhos financeiros (D)		-		-	-
Custos e perdas financeiras (E)		-		-	-
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		-		-	-
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		123,02		(1,17)	-
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		-		-	-
Custos e perdas extraordinários (I)		-		-	-
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		-		-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		123,02		(1,17)	-
Imposto sobre o rendimento (L)					
Impostos diferidos (L)		(1,76)			
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		121,26		(1,17)	-

Fonte: Transgás, SA – Norma Complementar 7

Quadro XX - 5 - Demonstração de resultados da função de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas Ref.ª	t-2 (2.º semestre 2009)		t-3 (2008-2009)	
		1º Semestre	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		534,40	-	2,71	3 342,12
Vendas					
Aplicação das tarifas de Comercialização a grandes clientes		366,46		22,97	3 066,75
Prestações de serviços		-			
Variação da produção		-			
Trabalhos para a própria empresa		-		(20,26)	-
Proveitos suplementares					
Outros proveitos e ganhos operacionais					
Reversões de amortizações e ajustamentos		167,94			275,36
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		2 590,74	-	2 913,32	2 993,76
Custo das mercadorias vendidas e consumidas ^(a)		-		-	-
Fornecimentos e serviços externos	7-31 -C	2 161,65		2 137,18	2 727,36
Custos com o pessoal					
Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo		0,17		0,14	0,10
Ajustamentos		427,37		769,02	265,36
Provisões		-		-	-
Impostos		1,55		2,97	0,93
Outros custos e perdas operacionais		-		4,00	-
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)		(2 056,34)	-	(2 910,61)	348,35
Proveitos e ganhos financeiros (D)		-		494,07	268,46
Custos e perdas financeiras (E)		777,27		182,92	799,42
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)		(777,27)	-	311,16	(530,97)
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)		(2 833,61)	-	(2 599,46)	(182,61)
Proveitos e ganhos extraordinários (H)		0,04		0,00	11,75
Custos e perdas extraordinários (I)		0,43		150,94	4,65
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)		(0,40)	-	(150,94)	7,11
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)		(2 834,00)	-	(2 750,40)	(175,50)
Imposto sobre o rendimento (L)		-		54,49	(1,40)
Impostos diferidos (L)		648,23		(782,41)	(45,92)
Total		648,23		(727,92)	(47,32)
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)		(3 482,23)	-	(2 022,48)	(128,18)

Fonte: Transgás, SA – Norma Complementar 7