

**PROVEITOS PERMITIDOS DO ANO GÁS 2010-2011 DAS
EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR DO GÁS
NATURAL**

Junho 2010

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS DO ANO GÁS 2010-2011	3
2.1	Proveitos Permitidos	3
2.2	Impactes	4
3	PARÂMETROS	5
3.1	Parâmetros Regulatórios	5
3.2	<i>Spread</i>	5
3.3	Taxa de Inflação	6
3.4	Taxa de actualização das quantidades de gás natural	8
3.5	Custo de aquisição do gás natural	8
4	ALTERAÇÕES METODOLÓGICAS	9
4.1	Alisamento do custo com capital	9
4.1.1	Terminal de GNL	10
4.1.2	Transporte e Distribuição de gás natural	11
4.1.2.1	Reposição gradual da neutralidade financeira do operador da rede de Transporte de gás natural	12
4.1.2.2	Reposição gradual da neutralidade financeira dos operadores da rede de Distribuição de gás natural	13
4.2	Equilíbrio económico-financeiro dos CUR	14
4.3	Sustentabilidade dos mercados livre e regulado	15
4.4	Harmonização das contas reguladas e contas estatutárias	16
4.5	Transferências de fornecimento de MP para AP	17
4.6	Simplificação do processo de Determinação dos proveitos permitidos no Terminal de GNL	18
5	DEFINIÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DAS ACTIVIDADES REGULADAS	19
5.1	Situação inicial	20
5.2	Acontecimentos externos	21
5.2.1	Contratos de concessão	22
5.2.2	Novo período regulatório no sector eléctrico	24
5.3	Evolução das principais variáveis do custo de capital	25
5.3.1	Estrutura de capital das empresas	31
5.3.2	Custo do capital alheio	33
5.3.3	Risco percebido pelo mercado acerca das empresas reguladas	35
5.4	Valores propostos	36
6	JUSTIFICAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DO ANO GÁS 2010-2011	39
6.1	Actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	40
6.1.1	Proveitos permitidos à REN Atlântico	40

6.1.1.1	Custo com Capital	42
6.1.2	Impacte das decisões tomadas pela ERSE	44
6.2	Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	45
	REN Armazenagem, S.A.	45
6.2.1	Proveitos permitidos à REN Armazenagem.....	45
6.2.2	Impacte das decisões tomadas pela ERSE	48
	Transgás Armazenagem, S.A.	49
6.2.3	Proveitos permitidos à Transgás Armazenagem	49
6.2.4	Impacte das decisões tomadas pela ERSE	52
6.3	Actividade de Transporte de gás natural - REN Gasodutos, S.A.	53
	Actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	53
6.3.1	Proveitos permitidos.....	53
6.3.2	Impacte das decisões tomadas pela ERSE	58
	Actividade de Transporte de gás natural	59
6.3.3	Proveitos permitidos.....	59
6.3.4	Impacte das decisões tomadas pela ERSE	62
	Actividade de Acesso à RNTGN	64
6.3.5	Proveitos permitidos.....	64
6.3.6	Impacte no cálculo dos proveitos permitidos	65
6.4	Actividade de Distribuição de gás natural	66
6.4.1	Proveitos permitidos dos Operadores de rede de distribuição	66
6.4.2	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	68
6.4.2.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	68
6.4.2.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	70
6.4.3	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	71
6.4.3.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	71
6.4.3.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	74
6.4.4	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	75
6.4.4.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	75
6.4.4.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	76
6.4.5	Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	77
6.4.5.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	77
6.4.5.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	79
6.4.6	Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	80
6.4.6.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	80
6.4.6.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	82
6.4.7	Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	83
6.4.7.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	83
6.4.7.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	85
6.4.8	Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	87
6.4.8.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	87
6.4.8.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	88
6.4.9	Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	90
6.4.9.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	90
6.4.9.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	91
6.4.10	Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	92
6.4.10.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	92

6.4.10.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	94
6.4.11	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	96
6.4.11.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	96
6.4.11.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	97
6.4.12	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	98
6.4.12.1	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.....	98
6.4.12.2	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	100
6.5	Actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso – Transgás, S.A.....	102
6.6	Actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, em regime transitário	107
6.7	Actividade de Comercialização de último recurso retalhista.....	109
6.7.1	Proveitos permitidos dos Comercializadores de último recurso retalhistas.....	109
6.7.2	Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	112
6.7.3	Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	115
6.7.4	Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	117
6.7.5	EDP Gás Serviço Universal, S.A.....	119
6.7.6	Lisboagás Comercialização, S.A.	121
6.7.7	Lusitaniagás Comercialização, S.A.....	123
6.7.8	Medigás Comercialização, S.A.	125
6.7.9	Paxgás Comercialização, S.A.	127
6.7.10	Setgás Comercialização, S.A.....	129
6.7.11	Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	131
6.7.12	Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	133
6.8	Compensações entre entidades reguladas.....	135
6.8.1	Entre operadores da rede de distribuição	135
6.8.2	Entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	136
6.8.3	Compensações dos comercializadores	137
6.8.3.1	Transferências entre ORT e comercializadores.....	138
6.8.3.2	Transferências entre e comercializadores de último recurso retalhistas	140

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011, por actividade	3
Quadro 2-2 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011	4
Quadro 3-1 - Principais indicadores	7
Quadro 3-2 - Previsões económicas das empresas	7
Quadro 4-1 – Reposição da neutralidade financeira por ORD	14
Quadro 4-2 – Transferências para a parcela I da UGS	15
Quadro 4-3 – Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011.....	16
Quadro 5-1 – Parâmetros seguidos na definição do custo com capital.....	20
Quadro 5-2 – Parâmetros definidos para o sector eléctrico para 2009	25
Quadro 5-3 – Alguns dados contabilísticos e financeiros de 2008	26
Quadro 5-4 – Datas de inicio da actividade	27
Quadro 5-5 – Alguns dados contabilísticos e financeiros 2008	28
Quadro 5-6 – Comparação da estrutura de capital dos principais grupos energéticos nacionais e de algumas estrangeiras que lhe são comparáveis em Dezembro 2009	32
Quadro 5-7 – Estrutura de capital das actividades a montante da actividade de Distribuição.....	32
Quadro 5-8 – Estrutura de capital da actividade de Distribuição	33
Quadro 5-9 – Comparação das condições de financiamento dos principais grupos nacionais e de alguns grupos estrangeiros	34
Quadro 5-10 – Evolução dos betas do activo e do CP da EDP e da REN	35
Quadro 5-11 – Betas do activo das principais empresas portuguesas energéticas nacionais e de empresas congéneres estrangeiras	35
Quadro 5-12 – Custo de capital para o próximo período regulatório por actividade	38
Quadro 6-1 - Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	41
Quadro 6-2- Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Atlântico	44
Quadro 6-3 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem	45
Quadro 6-4 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Armazenagem	47
Quadro 6-5 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Armazenagem.....	49
Quadro 6-6 - Proveitos permitidos da Transgás Armazenagem.....	50
Quadro 6-7 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da Transgás Armazenagem...52	
Quadro 6-8 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem	53
Quadro 6-9 - Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	55
Quadro 6-10 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	57
Quadro 6-11 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	58
Quadro 6-12 - Proveitos permitidos para a actividade de Transporte de gás natural	60

Quadro 6-13 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da actividade de Transporte de gás natural	62
Quadro 6-14 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural	63
Quadro 6-15 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN	64
Quadro 6-16 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Gasodutos	65
Quadro 6-17 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	66
Quadro 6-18 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	67
Quadro 6-19 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	67
Quadro 6-20 - Impactes das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	68
Quadro 6-21 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	69
Quadro 6-22 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	70
Quadro 6-23 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	71
Quadro 6-24 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	71
Quadro 6-25 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	72
Quadro 6-26 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	73
Quadro 6-27 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	74
Quadro 6-28 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	74
Quadro 6-29 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	75
Quadro 6-30 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	76
Quadro 6-31 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	77
Quadro 6-32 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	77
Quadro 6-33 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	78
Quadro 6-34 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	79
Quadro 6-35 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	80
Quadro 6-36 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	80
Quadro 6-37 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	81
Quadro 6-38 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	82

Quadro 6-39 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	83
Quadro 6-40 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	83
Quadro 6-41 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	84
Quadro 6-42 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	85
Quadro 6-43 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	86
Quadro 6-44 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	86
Quadro 6-45 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	87
Quadro 6-46 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	88
Quadro 6-47 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	89
Quadro 6-48 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	89
Quadro 6-49 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	90
Quadro 6-50 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	91
Quadro 6-51 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	92
Quadro 6-52 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	92
Quadro 6-53 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	93
Quadro 6-54 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	94
Quadro 6-55 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	95
Quadro 6-56 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	95
Quadro 6-57 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	96
Quadro 6-58 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	97
Quadro 6-59 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	98
Quadro 6-60 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	98
Quadro 6-61 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural	99
Quadro 6-62 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural	100
Quadro 6-63 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte	101

Quadro 6-64 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	101
Quadro 6-65 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	106
Quadro 6-66 - Proveitos da actividade de Comercialização de gás natural a grandes clientes, em regime transitório	107
Quadro 6-67 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, em regime transitório.....	107
Quadro 6-68 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes, em regime transitório	108
Quadro 6-69 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, em regime transitório	108
Quadro 6-70 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	109
Quadro 6-71 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	110
Quadro 6-72 - Proveitos permitidos função de Comercialização de gás natural.....	110
Quadro 6-73 - Impactes das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	111
Quadro 6-74 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	112
Quadro 6-75 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	113
Quadro 6-76 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	114
Quadro 6-77 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	115
Quadro 6-78 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	115
Quadro 6-79 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	115
Quadro 6-80 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	116
Quadro 6-81 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	117
Quadro 6-82 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	117
Quadro 6-83 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	117
Quadro 6-84 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	118
Quadro 6-85 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	119
Quadro 6-86 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	119
Quadro 6-87 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	119
Quadro 6-88 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	120
Quadro 6-89 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	121
Quadro 6-90 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	121
Quadro 6-91 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	121
Quadro 6-92 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	122
Quadro 6-93 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	123

Quadro 6-94 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	123
Quadro 6-95 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	123
Quadro 6-96 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	124
Quadro 6-97 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	125
Quadro 6-98 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	125
Quadro 6-99 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	125
Quadro 6-100 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	126
Quadro 6-101 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	127
Quadro 6-102 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	127
Quadro 6-103 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	127
Quadro 6-104 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	128
Quadro 6-105 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	129
Quadro 6-106 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	129
Quadro 6-107 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	129
Quadro 6-108 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	130
Quadro 6-109 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	131
Quadro 6-110 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	131
Quadro 6-111 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	131
Quadro 6-112 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	132
Quadro 6-113 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	133
Quadro 6-114 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural	133
Quadro 6-115 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN.....	133
Quadro 6-116 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.....	134
Quadro 6-117 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural	135
Quadro 6-118 - Compensação entre os ORD repartida por tarifa de UGS, URT e URD no ano gás 2010-2011.....	136
Quadro 6-119 - Compensação entre os ORD no ano gás 2010-2011	136
Quadro 6-120 – Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2010-2011	138
Quadro 6-121 – Transferência entre ORT e comercializadores	139
Quadro 6-122 - Transferências mensais em percentagem.....	139
Quadro 6-123 – Repartição dos montantes recebidos pelo CUR.....	140
Quadro 6-124 – Compensação entre os CUR retalhistas no ano gás 2010-2011	140

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 - Comparação ao nível de proveitos permitidos com custo com capital alisado, não alisado e alisamento a 10 anos	11
Figura 4-2 – Reposição gradual da neutralidade financeira do ORT.....	13
Figura 4-3 – Reposição gradual da neutralidade financeira dos ORD	14
Figura 5-1 – CDS da República portuguesa e de algumas utilities	21
Figura 5-2 – Taxa de juro Euribor a 6 meses e rendibilidade das OT a 10 anos	22
Figura 5-3 – Evolução prevista dos investimentos.....	26
Figura 5-4 – Evolução da rede de alta pressão	27
Figura 5-5 – Evolução do número de clientes até 2007 (antes da separação de actividades) e pontos de abastecimento em 2008 (após separação)	29
Figura 5-6 – Evolução da rede dos operadores de distribuição até 2008	30
Figura 5-7 – Evolução dos investimentos dos operadores da rede de distribuição até 2008	30
Figura 5-8 – Evolução dos investimentos dos operadores das redes de distribuição.....	31
Figura 5-9 – Custo médio de financiamento em 2008	34
Figura 6-1 - Desagregação dos proveitos permitidos na REN Atlântico.....	42
Figura 6-2 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Atlântico.....	43
Figura 6-3 - Custo com capital no período de alisamento para a REN Atlântico.....	43
Figura 6-4 - Desagregação dos proveitos permitidos na REN Armazenagem	46
Figura 6-5 – Decomposição dos proveitos permitidos da REN Armazenagem, via facturação e transferência da Transgás Armazenagem	47
Figura 6-6 - Desagregação dos proveitos permitidos na Transgás Armazenagem.....	51
Figura 6-7 - Decomposição dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem, via facturação e transferência para a REN Armazenagem	51
Figura 6-8 - Desagregação dos proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	56
Figura 6-9- Desagregação dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural	61
Figura 6-10 – Preço do barril do petróleo Arabian Light (spot) e taxa de câmbio euro/dólar	102
Figura 6-11 – Preço médio mensal Arabian Light (spot) em dólares e euros.....	103
Figura 6-12 – Preço médio mensal e média móvel trimestral do último semestre do	104
Figura 6-13 – Custos unitários de aprovisionamento	105

1 INTRODUÇÃO

Neste documento apresentam-se os proveitos permitidos, por actividade regulada do sector do gás natural, para o ano gás 2010-2011, tendo em consideração os custos, proveitos, activos imobilizados e investimentos previstos a partir do segundo semestre de 2010, com base na informação enviada pelas empresas reguladas do sector do gás natural. Os proveitos foram calculados para as actividades reguladas das seguintes empresas:

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

- Transgás, S.A.
- Transgás Armazenagem, S.A.

No capítulo 2 apresenta-se uma síntese dos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, por actividade e dos impactes das alterações resultantes das decisões da ERSE.

No capítulo 3 apresentam-se os parâmetros utilizados para cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011.

No capítulo 4 apresentam-se as alterações metodológicas resultantes da revisão regulamentar ocorrida em Janeiro do corrente ano.

No capítulo 5 define-se o custo de capital a vigorar no período regulatório 2010-2013.

No capítulo 6 apresenta-se por actividade e empresa os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011.

2 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS DO ANO GÁS 2010-2011

2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos permitidos das empresas reguladas do sector do gás natural para o ano gás 2010-2011 apresentam-se de forma sintetizada no 2.1.

Quadro 2-1 - Proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011, por actividade

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos permitidos 2010-2011
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	[a]	35 045
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	[b]	20 722
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	171 676
Proveitos da actividade de transporte de gás natural		107 708
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		20 479
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		43 489
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural		310 552
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS		36 654
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t		36 797
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS do ano gás t-2	[d]	143
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		39 495
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		33 355
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT do ano gás t-2	[e]	-6 140
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	[f]	234 403
Proveitos do comercializador de último recurso grossista		253 428
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	[g]	253 428
Proveitos dos comercializadores de último recurso		
Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes		77 491
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes		65 132
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes		10 676
Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes	[h]	1 684
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		51 774
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural		29 896
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		20 799
Proveitos da actividade de Comercialização	[i]	1 079
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		271 198
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural		95 333
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		143 241
Proveitos da actividade de Comercialização	[j]	32 623
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]-[d]-[e]+[f]+[g]+[h]+[i]+[j]		756 657

2.2 IMPACTES

Os impactes determinados pelas alterações efectuadas aos valores enviados pelas empresas podem visualizar-se no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011

		Unidade: 10 ³ EUR			
	Cenário Base	Proveitos a recuperar 2010-2011	Variação		
			Valor base/pos CT	%	
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	[a]	35 309	35 045	-265	-0,75%
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	[b]	20 773	20 722	-51	-0,24%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	172 114	171 676	-439	-0,25%
Proveitos da actividade de transporte de gás natural		108 063	107 708	-355	-0,33%
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		20 562	20 479	-84	-0,41%
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		43 489	43 489	0	
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural		320 853	310 552	-10 301	-3,21%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS		36 655	36 654	-1	
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t		36 797	36 797	-	
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS do ano gás t-2	[d]	142	143	1	
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		40 309	39 495	-814	
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		33 355	33 355	-	
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT do ano gás t-2	[e]	-6 954	-6 140	814	
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	[f]	243 890	234 403	-9 486	-3,89%
Proveitos do comercializador de último recurso grossista		190 361	190 361	0	
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	[g]	190 361	190 361	0	
Proveitos dos comercializadores de último recurso		80 585	77 491	-3 095	-3,84%
Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes		65 132	65 132	-	
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes		10 676	10 676	-	
Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes	[h]	4 778	1 684	-3 095	-64,77%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m³		55 786	51 774	-4 012	-7,19%
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural		29 896	29 896	-	
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		20 799	20 799	-	
Proveitos da actividade de Comercialização	[i]	5 091	1 079	-4 012	-78,80%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m³		275 295	271 198	-4 097	-1,49%
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural		95 333	95 333	-	
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		143 241	143 241	-	
Proveitos da actividade de Comercialização	[j]	36 720	32 623	-4 097	-11,16%
Total dos proveitos a recuperar [a]+[b]+[c]-[d]-[e]+[f]+[g]+[h]+[i]+[j]		715 848	693 589	-22 259	-3,11%

Nota: A diferença entre os proveitos permitidos mencionados no Quadro 2-1 e os proveitos a recuperar refere-se ao montante de 63 067 milhares de euros a transferir para a tarifa de UGS II

As alterações introduzidas pela ERSE resultam da aplicação dos pressupostos que se encontram descritos no ponto 2 do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013”, e dos quais se destacam a reformulação do balanço de gás natural, o custo de aquisição de gás natural, o fim do alisamento do custo com capital das actividades de Transporte e de Distribuição de gás natural, a redução do período de alisamento do custo com capital de 40 para 10 anos - no Terminal de GNL, a adopção de metas de eficiência aos custos de exploração das actividades do Terminal de GNL, do Transporte de gás natural e da actividade de Distribuição, aos custos de funcionamento do comercializador do SNGN e aos custos reais do ano gás 2008-2009 da actividade de comercialização de último recurso retalhista.

3 PARÂMETROS

3.1 PARÂMETROS REGULATÓRIOS

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

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

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

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

Relativamente às actividades de Comercialização de último recurso e aos custos de funcionamento do CSNGN elaboraram-se também propostas simplificadas de metas de eficiência. Aplicaram-se incentivos à eficiência nas seguintes actividades:

- Actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;
- Actividade de Transporte de gás natural;
- Actividade de Distribuição de gás natural;
- Custos de funcionamento do CSNGN;
- Actividade de Comercialização de Último Recurso.

Relativamente ao custo com capital, a justificação dos valores adoptados é apresentada no Capítulo 5.

3.2 SPREAD

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

No ano anterior considerou-se um *spread* de 50 pontos base para efeitos de ajustamentos.

As condições vigentes nos mercados financeiros, actualmente, caracterizam-se por uma elevada incerteza, o que leva a definir um *spread* de 100 pontos base, no cálculo dos ajustamentos relativos a 2009, aquando da definição dos proveitos para o ano de 2010.

3.3 TAXA DE INFLAÇÃO

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

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

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

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

O Quadro 3-1 apresenta as mais recentes previsões económicas efectuadas para a economia portuguesa pelo Ministério das Finanças e Administração Pública (MFAP), no âmbito da actualização efectuada em Março de 2010 do Programa de Estabilidade e Crescimento para o período compreendido entre 2010 e 2013. Neste documento são apresentados igualmente os dados relativos aos anos de 2008 e de 2009.

Quadro 3-1 - Principais indicadores

Unidade: %

	2008	2009	2010	2011
Deflador do PIB	2,1	1,0	0,8	2,0
Deflador do Consumo Privado	2,6	-1,8	1,0	1,9
IHPC	2,7	-0,9	0,8	1,9
Deflador das Exportações (bens e serviços)	3,2	-4,9	3,1	1,8
Deflador das Importações (bens e serviços)	4,9	-8,7	4,5	1,9

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

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes entre si, tanto para o ano de 2010 como para o ano de 2011, como se esquematiza no Quadro 3-2.

Quadro 3-2 - Previsões económicas das empresas

	2010	2011
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,0%	1,5%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,0%	1,5%
Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,0%	1,5%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,0%	1,1%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,0%	1,5%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,0%	1,5%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,0%	1,5%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,0%	1,5%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,0%	1,5%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,0%	1,5%
Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	1,0%	1,1%
REN Armazenagem, S.A.	2,5%	2,5%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	2,5%	2,5%
REN Gasodutos, S.A.	2,5%	2,5%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,0%	1,5%
Setgás Comercialização, S.A.	1,0%	1,5%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	2,6%	2,6%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,6%	1,1%
Transgás Armazenagem, S.A.	1,0%	1,5%
Transgás, S.A.	1,0%	1,5%

Fonte: Empresas do sector do gás natural

As taxas de inflação adoptadas pela ERSE (deflador do PIB) para 2010 (0,8%) e para 2011 (2,0%) são as que constam do documento “Programa de Estabilidade e Crescimento 2010-2013 – actualização de 15 de Março de 2010”, do Ministério das Finanças e da Administração Pública.

3.4 TAXA DE ACTUALIZAÇÃO DAS QUANTIDADES DE GÁS NATURAL

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

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

3.5 CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL

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

Os custos desta actividade ficaram totalmente definidos na última revisão do Regulamento Tarifário (Janeiro de 2010) e são compostos pelos custos de aquisição de gás natural, pelos custos com a utilização das infra-estruturas de gás natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e pelos custos de exploração da actividade do comercializador do SNGN.

De modo a clarificar o custo de aquisição de gás natural que é imputado ao comercializador de último recurso grossista, determinou-se uma metodologia de cálculo para cada uma das componentes acima referidas, a qual ficou explicitada no Regulamento Tarifário.

Deste modo, o custo unitário de aquisição do gás natural é de 2,4 cent€/kWh.

4 ALTERAÇÕES METODOLÓGICAS

A mudança para um novo período regulatório implicou um repensar da regulação deste sector, o que implicou alterações na metodologia de cálculo dos proveitos permitidos, as quais se encontram reflectidas no novo Regulamento Tarifário.

Nos pontos seguintes apresentam-se as alterações metodológicas adoptadas.

4.1 ALISAMENTO DO CUSTO COM CAPITAL

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

No alisamento o custo com capital é calculado considerando todo o período das concessões (40 anos) ou das licenças de distribuição (20 anos) e é obtido pela aplicação de uma taxa de remuneração ao valor da base de activos fixos não financeiros adicionado do valor das amortizações do exercício, líquidas de participações e subsídios. O valor do custo do capital obtido é nivelado mediante a ponderação das quantidades futuras actualizadas.

Para a determinação do custo com capital utiliza-se a média ponderada do custo do capital próprio e do capital alheio (WACC), sendo a metodologia aplicada para cálculo do custo com o capital próprio o CAPM (Capital Asset Pricing Model).

A aplicação do alisamento, apesar de ser justificável em termos teóricos, face à realidade do sector, evidenciou na prática aspectos negativos que mereceram ponderação, tais como:

- Dificuldade de efectuar previsões de investimentos e de consumos a longo prazo, nomeadamente a 40 anos e por semestre;
- Revisão dos planos de investimento no decorrer do primeiro período regulatório, com a inclusão de novos investimentos alguns de montantes avultados, que em alguns casos inverteram o princípio básico subjacente a esta metodologia de repartição justa entre os consumidores actuais e os futuros;

- Complexidade no exercício da regulação em termos de tratamento da informação, com necessidade de discriminação da informação dos bens do imobilizado para 40 anos e por semestre;

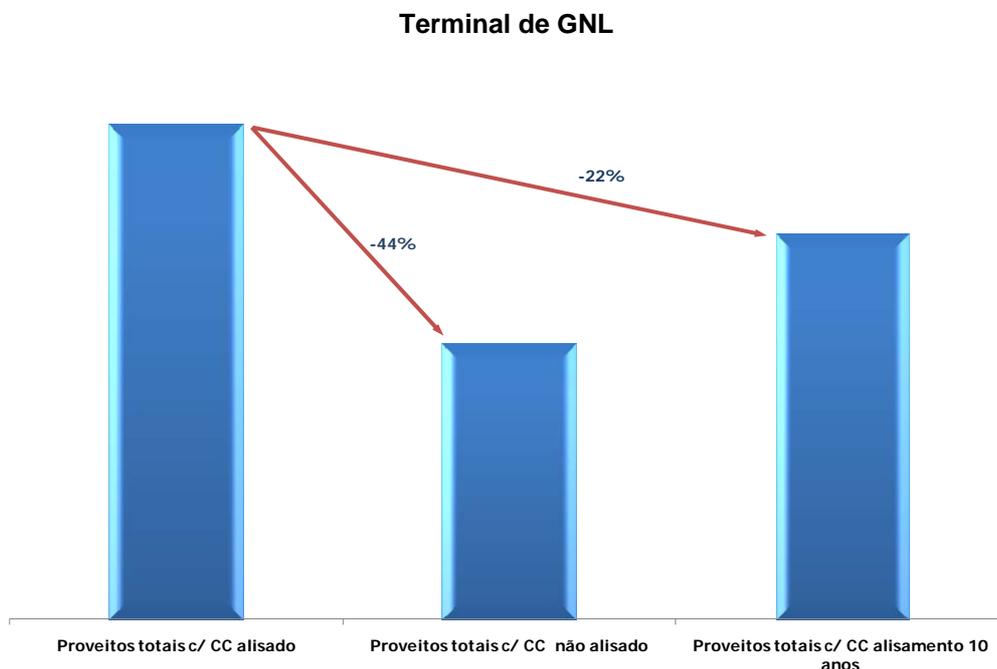
A situação descrita teve como consequência a eliminação do alisamento nas actividades de Transporte e de Distribuição de gás natural, mantendo-se na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL com redução do período de alisamento de 40 para 10 anos.

4.1.1 TERMINAL DE GNL

No caso do Terminal de GNL, o perfil de investimentos apresentado pelo operador não permitiu acabar desde já com a aplicação da metodologia de alisamento de custo com capital. O valor do investimento na construção do 3º tanque e no reforço do sistema de regaseificação de GNL, bem como a indivisibilidade do mesmo no que se refere à sua entrada em exploração, implicaria, num cenário de inexistência do alisamento do custo com capital, um crescimento acentuado dos proveitos permitidos da REN Atlântico nesse ano. Estima-se que esse efeito pudesse ser de cerca de 97% dos proveitos anuais.

Acresce ao referido que a redução do período de alisamento apresenta menor impacte no equilíbrio económico-financeiro da empresa do que a possibilidade de não alisamento e ao mesmo tempo mitiga o impacte tarifário.

Figura 4-1 - Comparação ao nível de proveitos permitidos com custo com capital alisado, não alisado e alisamento a 10 anos



A fórmula de alisamento do custo com capital permite recalcular os valores de modo a não haver necessidade de repor a neutralidade financeira, associada à alteração do período do alisamento.

4.1.2 TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A extinção do alisamento do custo com capital na actividade de Transporte de gás natural apresenta as seguintes vantagens adicionais:

- O impacte tarifário é praticamente nulo;
- A simplificação do processo permite dispensar a previsão dos investimentos para 40 anos, bem como o cálculo das respectivas amortizações e participações;
- A cadência de realização dos investimentos previstos para o período da concessão não apresenta variações anuais susceptíveis de perturbar a estabilidade das tarifas praticadas no âmbito desta actividade.

Na actividade de Distribuição de gás natural a extinção do alisamento baseou-se no seguinte:

- Os impactes da extinção do alisamento podem ser incorporados de forma gradual;
- A simplificação do processo permite dispensar a previsão dos investimentos para 40 anos, bem como o cálculo das respectivas amortizações e participações;

- A cadência de realização dos investimentos previstos para o período da concessão não apresenta variações anuais significativas que perturbem a estabilidade tarifária.

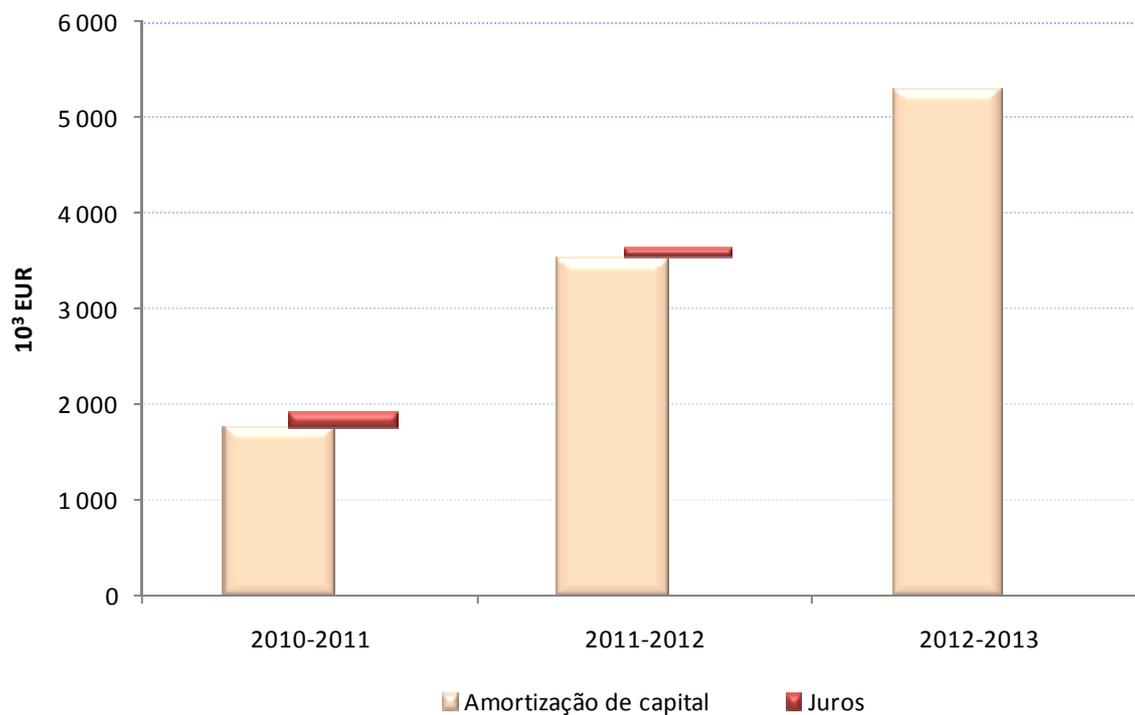
Em ambas as actividades analisadas a extinção do alisamento pressupõe a reposição da neutralidade financeira referente ao primeiro período regulatório, resultante da diferença entre o custo com capital alisado e o não alisado, acrescido de juros. Essa reposição deverá ser efectuada gradualmente, por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

Assim, a reposição gradual da neutralidade financeira será feita ao longo de um período de 3 anos no caso do Transporte e de 6 anos no caso da Distribuição.

4.1.2.1 REPOSIÇÃO GRADUAL DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Seguidamente é apresentada a Figura 4-2 onde se reflecte a reposição gradual da neutralidade financeira associada à extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital, efectuada num período de 3 anos.

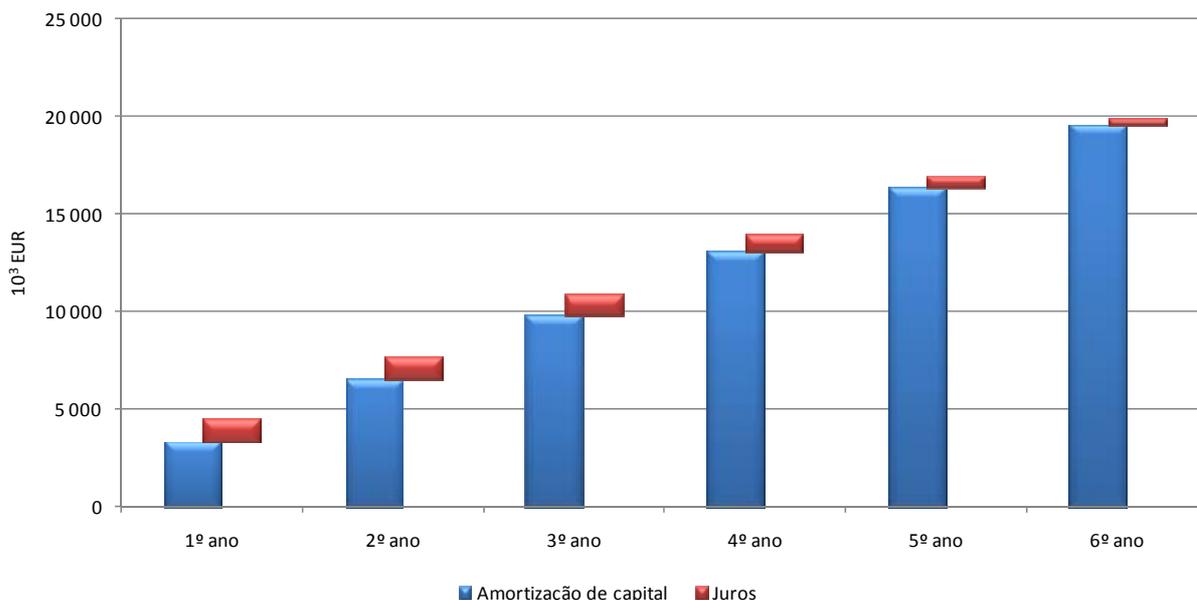
Figura 4-2 – Reposição gradual da neutralidade financeira do ORT



4.1.2.2 REPOSIÇÃO GRADUAL DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA DOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Seguidamente é apresentada a Figura 4-3 onde se reflecte a reposição gradual da neutralidade financeira associada à extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital, efectuada num período de 6 anos.

Figura 4-3 – Reposição gradual da neutralidade financeira dos ORD



Os montantes calculados para o ano gás 2010-2011, são reflectidos por ORD no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 – Reposição da neutralidade financeira por ORD

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2010-2011	199	10	-70	2 142	478	-6

	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2010-2011	9	1 303	331	16	47	4 459

4.2 EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS CUR

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso sofre uma forte diminuição, pelo que se torna necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas.

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

A este cenário acresce o facto do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho, que extingue as tarifas, para consumos anuais superiores a 10 000 m³, impor um mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, em percentagem a definir pela ERSE, o qual vai ser adicionado à TVCF transitória trimestral, em extinção, a partir do terceiro trimestre de 2010. Na presente proposta de tarifas a ERSE considera que a referida percentagem é de 1,5 %.

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

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

O Quadro 4-2 apresenta os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

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

Unidade: 10³ EUR

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

4.3 SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

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

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

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

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

Tendo em conta a necessidade de, por um lado, assegurar a sustentabilidade quer do mercado livre quer do mercado regulado e, por outro lado, assegurar a protecção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, a ERSE passa a reconhecer na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) os desvios positivos ou negativos extraordinários da tarifa de Energia. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, com excepção dos centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um CUR, e apresenta uma estrutura monómia, com um preço de energia.

No Quadro 4-3 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011.

Quadro 4-3 – Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011

Unidade: 10³ EUR

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

4.4 HARMONIZAÇÃO DAS CONTAS REGULADAS E CONTAS ESTATUTÁRIAS

A ERSE quando iniciou a regulação do sector do gás natural definiu como ano regulatório o período de 1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte, criando assim o conceito de ano gás. No entanto,

esta opção implica um desfasamento entre contas reguladas e contas estatutárias o que acarreta os seguintes inconvenientes:

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

Assim, foi alterado o Regulamento Tarifário no sentido de:

1. Manter o ano gás (1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte) para os proveitos a recuperar pelas tarifas, com a correspondente publicação e período de vigência das tarifas nas datas habituais;
2. Obter das empresas a informação de natureza económica baseada em anos civis;
3. Calcular os proveitos permitidos com base nos anos civis que integram o ano gás (anos civis s e $s+1$);
4. Aplicar ajustamentos aos valores dos proveitos permitidos do ano civil, baseado em valores estimados para o ano $s-1$;
5. Aplicar ajustamentos aos valores dos proveitos permitidos do ano civil, baseado em valores reais do ano $s-2$.

Assim, pela primeira as tarifas contemplam proveitos permitidos para o ano civil.

4.5 TRANSFERÊNCIAS DE FORNECIMENTO DE MP PARA AP

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

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

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

4.6 SIMPLIFICAÇÃO DO PROCESSO DE DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NO TERMINAL DE GNL

O cálculo dos proveitos permitidos do operador do Terminal de GNL era efectuado por cada uma das funções, Recepção, Armazenamento, Regaseificação e pela sub - função ilhas de carga. Ora esta metodologia, além de não se traduzir em vantagens visíveis no cálculo das tarifas, dificultava o processo de apuramento de proveitos permitidos por parte do regulador, bem como a prestação de informação por parte da empresa regulada, uma vez que aumentava significativamente o volume de informação e de trabalho subjacente ao cálculo dos proveitos.

Assim, na revisão regulamentar efectuada simplificou-se o processo de cálculo dos proveitos permitidos para toda a actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, terminando a separação por funções para efeito de determinação de proveitos.

5 DEFINIÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DAS ACTIVIDADES REGULADAS

Até 2006 o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito à escolha do fornecedor. O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no seguimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos que lhes são aplicáveis.

No seguimento destas alterações, parte do enquadramento económico e financeiro definido nos contratos de concessão e nas licenças de distribuição em regiões não abrangidas pela respectiva concessão de distribuição regional ficou abrangido pela regulação económica da ERSE. Foi neste quadro que a ERSE definiu pela primeira vez o custo de capital, isto é, as taxas de remuneração dos activos regulados das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de gás natural, afectas ao terminal de GNL, de Armazenamento Subterrâneo de gás natural e de Transporte de gás natural, para o período regulatório 2007-2010, e dos activos regulados das actividades de Distribuição de gás natural, para o período regulatório 2008-2010.

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

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

Assim, a definição do custo de capital das actividades reguladas para o período regulatório 2010-2013, efectuou-se tendo em conta os seguintes passos:

1. Consideração dos pressupostos que justificaram os valores aplicados nos anteriores períodos regulatórios.
2. Análise dos principais factores externos que enquadram as condições de exercício da actividade.
3. Análise da evolução das principais variáveis do custo de capital intrínsecas às empresas e comparação com a situação inicial.
4. Ponderação das conclusões resultantes das análises anteriores na definição dos parâmetros que influenciam o custo de capital.
5. Definição do custo de capital.

Estes passos são apresentados de seguida.

5.1 SITUAÇÃO INICIAL

O Quadro 5-1 apresenta os valores do custo de capital médio ponderado¹, definidos para o anterior período regulatório, desagregando-os pelos seus diferentes parâmetros, seguindo a metodologia do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*).

Quadro 5-1 – Parâmetros seguidos na definição do custo com capital

		Armazenamento e Terminal e Transporte		Distribuição	
		Período regulatório 2007-2010	Período regulatório 2008-2010	Período regulatório 2007-2010	Período regulatório 2008-2010
Variação de preços	A	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Taxa de juro real sem risco	B	1,75%	2,00%	1,75%	2,00%
Taxa de juro nominal sem risco	$C=(1+A) \times (1+B) - 1$	4,29%	4,55%	4,29%	4,55%
Prémio de dívida	D	0,65%	0,65%	1,00%	1,00%
Custo da dívida antes de impostos	$E=C+D$	4,94%	5,20%	5,29%	5,55%
Custo da dívida depois de impostos	$F=Ex(1-L)$	3,58%	3,77%	3,84%	4,02%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	G	0,54	0,54	0,56	0,56
Prémio de risco do capital próprio	H	3,75%	4,00%	3,75%	4,00%
Beta do capital próprio	I	1,0	1,0	1,3	1,3
Custo do capital próprio depois de impostos	$J=C+(H \times I)$	8,0%	8,5%	9,8%	10,4%
Custo do capital próprio antes de impostos	$K=J/(1-L)$	11,1%	11,8%	13,5%	14,3%
Taxa de imposto	L	27,5%	27,5%	27,5%	27,5%
Custo de capital antes de impostos	$M=(ExG)+(Kx[1-G])$	7,8%	8,2%	8,5%	9,0%
Custo de capital antes de impostos	Valor médio	8,0%		8,7%	
Custo de capital antes de impostos	Valor aplicado	8,0%		9,0%	

A definição de valores diferentes para o custo de capital das actividades a montante da distribuição de gás natural e das restantes actividades deveu-se principalmente:

- À diferença de maturidades existentes entre ambas as actividades e, conseqüentemente, à diferença do risco de negócio.

¹ Ponderado pelo peso dos capitais próprios e alheios.

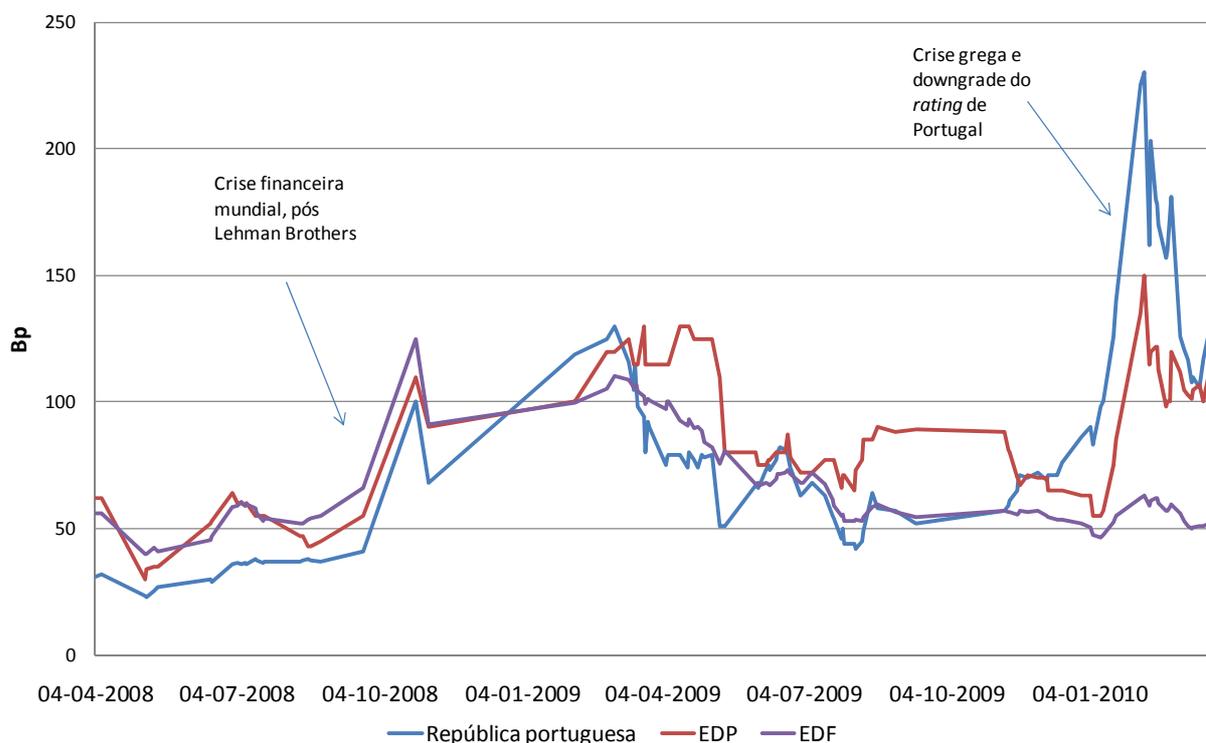
- À diferença de dimensão entre as empresas, sendo este factor mais vincado em empresas que não estejam integradas em grupo de maior dimensão.

5.2 ACONTECIMENTOS EXTERNOS

CRISE FINANCEIRA E PÓS CRISE

O período regulatório em curso coincidiu com a crise do *subprime*, que culminou na falência do banco Lehman Brothers, e que se alastrou aos mercados financeiros internacionais. Esta crise levou a um aumento do risco percebido pelos agentes económicos e a uma perda de liquidez nos mercados financeiros internacionais. A análise da evolução do preço dos CDS (*Credit Default Swaps*), mecanismo de protecção dos credores pelo eventual não pagamento de dívidas, permite evidenciar o efeito da crise financeira nos níveis de risco gerados.

Figura 5-1 – CDS da República portuguesa e de algumas utilities



Fonte: ERSE, Reuters

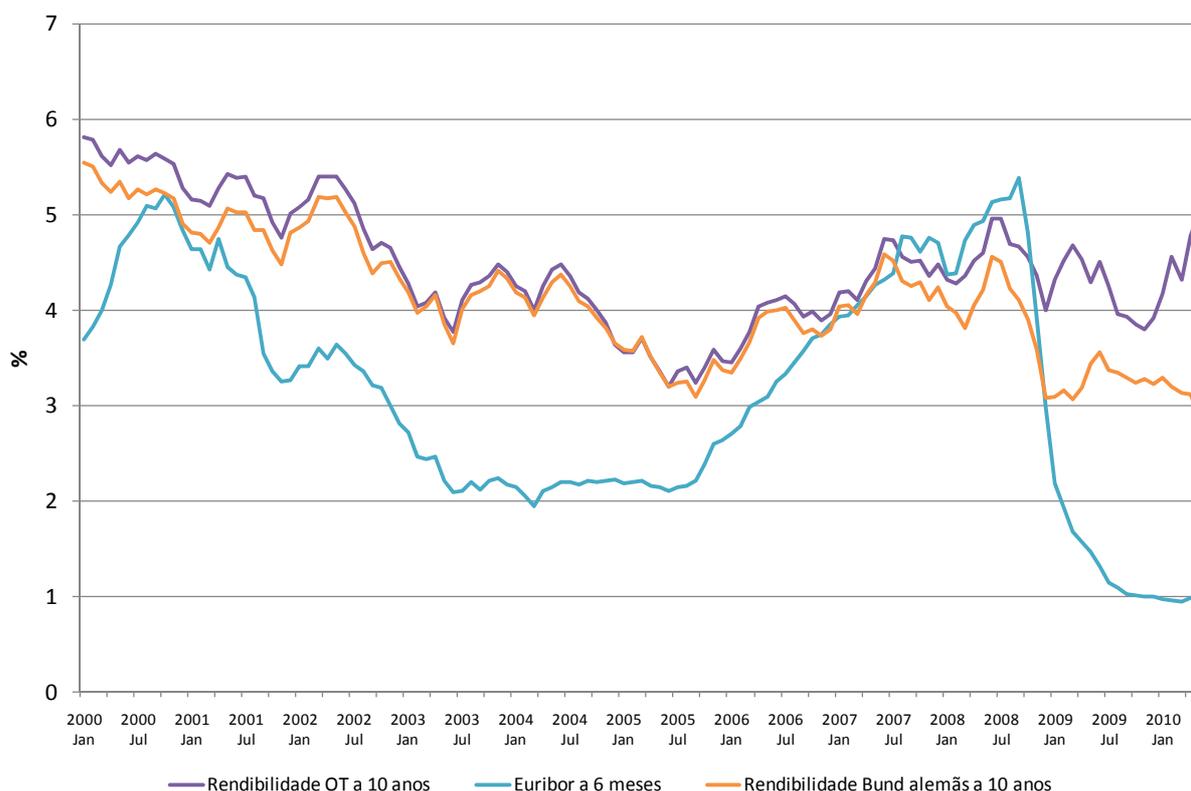
Na Figura 5-2 observa-se o percurso da cotação dos CDS da República Portuguesa, de uma grande *Utility* nacional, a EDP, e de uma grande *Utility* europeia, a EDF. Até à crise financeira de 2008, a

cotação dos CDS de Portugal era mais baixa do que a das *Utilities*. A crise financeira levou a um aumento significativo da cotação de todos os CDS. Porém, a partir do final de 2009, observou-se um descolamento da cotação dos CDS de Portugal e, numa menor medida da EDP.

A diminuição das taxas de juro directoras do Banco Central Europeu, BCE, reflecte-se na evolução das taxas de juro Euribor e da rendibilidade da dívida pública das principais economias da zona Euro. Porém, enquanto, por exemplo, a rendibilidade dos Bund alemães registou um decréscimo, as OT portuguesas mantiveram-se estáveis até ao primeiro trimestre de 2010, tendo-se verificado um aumento da rendibilidade média das OT a partir desse trimestre.

A conjugação destes factores de sentido opostos levou a que a rendibilidade das OT a 10 anos em Portugal se tenha mantido desde 2007 no intervalo compreendido entre 4% e 5%.

Figura 5-2 – Taxa de juro Euribor a 6 meses e rendibilidade das OT a 10 anos



Fonte: Banco de Portugal, Reuters

5.2.1 CONTRATOS DE CONCESSÃO

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de Junho, definiu as minutas dos novos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural para a Beiragás, a

Lisboagás, a Lusitaniagás, a Portgás, a Setgás e a Tagusgás. Os contratos estabelecem que a remuneração dos activos integrados nas concessões seja efectuada de modo a que:

1. Qualquer das partes possa solicitar a reposição do equilíbrio económico-financeiro da concessão, caso nos quatro períodos regulatórios subsequentes ao primeiro período regulatório a remuneração fixada pela ERSE não considere o prémio de risco implícito na taxa de remuneração estabelecida para o primeiro período regulatório.
2. Nos períodos regulatórios subsequentes ao primeiro período regulatório, a taxa de remuneração fixada pela ERSE tenha em consideração as taxas de remuneração de outros activos de referência, nomeadamente os activos afectos às actividades de distribuição de electricidade e de transporte de gás natural em alta pressão, podendo a concessionária, caso contrário, solicitar a reposição do equilíbrio económico-financeiro da concessão.

Assim, e pese embora a reposição do equilíbrio económico-financeiro não seja da responsabilidade da ERSE, mas sim do Estado concedente, os contratos definem que:

1. A remuneração dos operadores da rede de distribuição de gás natural deverá considerar o estabelecido para a actividade de Distribuição de energia eléctrica² ou de Transporte de gás natural³.
2. O prémio de risco fixado deverá manter-se.

O prémio de risco do mercado é um parâmetro necessário na determinação do custo de capital através do CAPM.

O prémio de risco do mercado é a diferença entre a rendibilidade de uma carteira de activos financeiros representativos do mercado e a taxa de juro sem risco.

A determinação do prémio de risco, em regra, tem por base séries históricas de 30 ou mais anos. Este facto dificulta a determinação do prémio de risco para o mercado financeiro português, devido à sua imaturidade. Por este motivo, independentemente do mercado relevante, a ERSE tem tido em consideração valores internacionais. No caso do gás natural o prémio de risco considerado foi calculado com base na média geométrica⁴ dos percentis 50 a 75 dos mercados financeiros internacionais, tendo-se definido o intervalo compreendido entre 3,75% e 4%⁵.

² Rendibilidade anual das OT a 10 anos acrescida de 400 Bp.

³ Que irá ser redefinido para o novo período regulatório tal como a remuneração da distribuição de gás natural.

⁴ Que melhor responde a situações de volatilidade extrema com rendibilidades negativas dos mercados (como se verificou após a crise financeira de 2008) a que se sucedem a rendibilidades positivas.

⁵ Que por sua vez tinha subjacente uma remuneração real média dos mercados entre 5,5% e 6%.

5.2.2 NOVO PERÍODO REGULATÓRIO NO SECTOR ELÉCTRICO

A definição do custo de capital das actividades reguladas do sector eléctrico para o período regulatório em vigor ocorreu numa fase de forte instabilidade dos mercados financeiros. Este facto levou a associar pela primeira vez o custo de capital à evolução da taxa de juro nominal sem risco. Assim, o custo de capital das actividades reguladas do sector eléctrico varia anualmente com a rendibilidade média anual ocorrida nas OT a 10 anos, do seguinte modo:

- Actividade de Transporte de energia eléctrica:
 - Rendibilidades das OT a 10 anos + 300 Bp.
 - Rendibilidades das OT a 10 anos + 300 Bp + 150 Bp, para os novos investimentos valorizados a custos de referência.
- Actividade de Distribuição de energia eléctrica:
 - Rendibilidades das OT a 10 anos + 400 Bp.

O Quadro 5-2 apresenta os valores definidos para 2009, 7,55% (caso base transporte) e 8,55% (distribuição) desagregados para os diferentes parâmetros.

Aquando da definição dos proveitos de 2010, a evolução da rendibilidade das OT a 10 anos levou a uma ligeira diminuição dos valores para o custo de capital, 7,39% (caso base transporte) e 8,39% (distribuição).

Quadro 5-2 – Parâmetros definidos para o sector eléctrico para 2009

		EDP Distribuição (Distribuição energia eléctrica)		REN (Transporte energia eléctrica)	
Taxa de juro nominal sem risco	$C=(1+A)x(1+B)-1$	4,55%	4,55%	4,55%	4,55%
Prémio de dívida	D	0,75%	1,00%	0,50%	0,90%
Custo da dívida antes de impostos	$E=C+D$	5,30%	5,55%	5,05%	5,45%
Custo da dívida depois de impostos	$F=Ex(1-L)$	3,63%	3,81%	3,71%	4,00%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	G	0,49	0,49	0,61	0,61
Prémio de risco do capital próprio	H	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%
Beta do capital próprio	I	0,90	0,98	0,89	0,93
Custo do capital próprio depois de impostos	$J=C+(HxI)$	7,70%	8,97%	7,67%	8,74%
Custo do capital próprio antes de impostos	$K=J/(1-L)$	10,48%	12,20%	10,43%	11,90%
Taxa de imposto	L	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
Custo de capital antes de impostos	$M=(ExG)+(Kx[1-G])$	7,94%	8,94%	7,16%	7,98%
Custo de capital antes de impostos	Valor escolhido	8,55%		7,55%	

5.3 EVOLUÇÃO DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO CUSTO DE CAPITAL

Neste ponto, importa relembrar as particularidades das empresas reguladas do sector do gás natural:

- Iniciaram a sua actividade há menos de 20 anos.
- A maioria das empresas está integrada nos três principais grupos económicos nacionais do sector energético, cotados em bolsa, com excepção da Sonorgás e da Tagusgás.
- Beneficiaram de fundos estruturais a fundo perdido para iniciarem e desenvolverem as suas actividades.
- Estão sujeitas às mesmas regras económicas e financeiras estabelecidas nas concessões e nas licenças que lhes foram atribuídas.
- A metodologia regulatória aplicada pela ERSE garante-lhes a remuneração dos seus activos.

Apesar do risco específico destas empresas ser semelhante, as empresas são muito diferentes em termos de dimensão e de maturidade, como se verá na análise por actividade.

ACTIVIDADES DE ALTA PRESSÃO DO GÁS NATURAL

O Quadro 5-3 mostra que todas as actividades a montante da actividade de Distribuição de gás natural têm um peso muito elevado no valor do imobilizado face ao valor das receitas. Observa-se igualmente que existe uma grande diferença entre a dimensão das empresas. Os dados apresentados dizem respeito a 2008, por serem os últimos dados disponíveis.

Quadro 5-3 – Alguns dados contabilísticos e financeiros de 2008

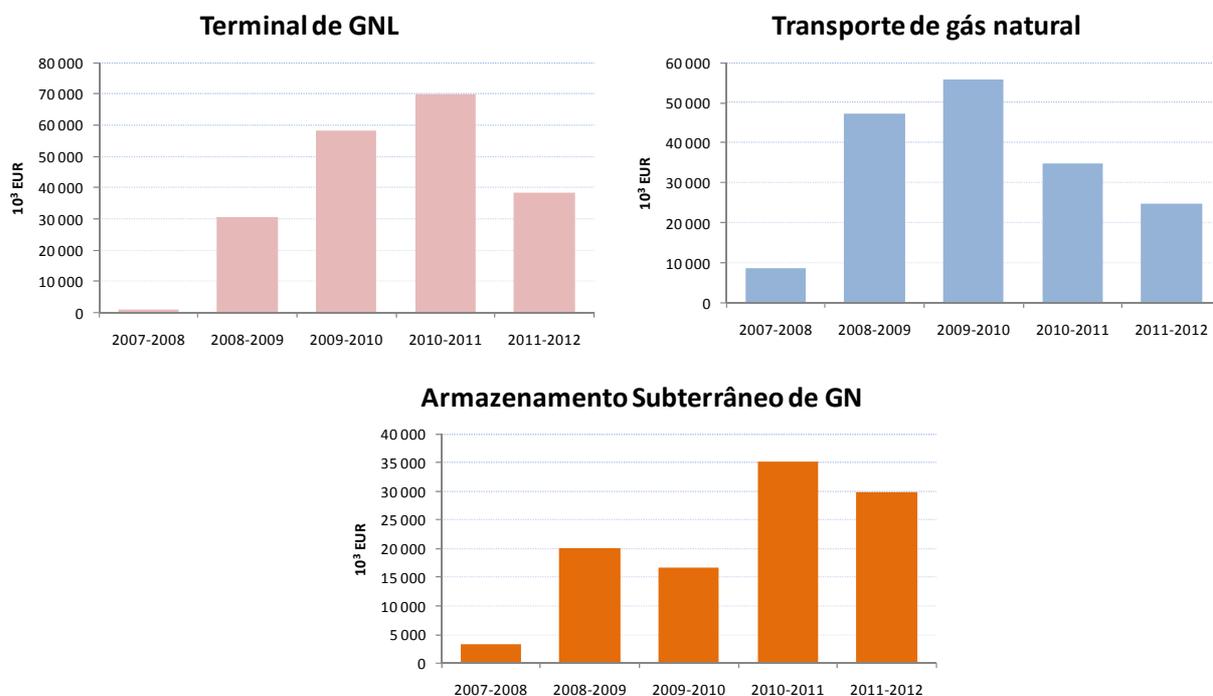
Empresa	Vendas e prestações de serviço 2008 10 ³ euros	Imobilizado 2008 10 ³ euros	Resultados operacionais 2008 10 ³ euros
Armazenagem			
Transgás Armazenagem, SA	3 098	29 307	1 231
REN Armazenagem, SA	9 301	81 150	3 477
Terminal			
REN Atlântico, SA	32 638	132 673	16 373
Transporte			
REN Gasodutos, SA	106 536	689 974	38 810

Fonte: Relatórios e Contas

Das três actividades em análise, a actividade de Transporte de gás natural é a mais antiga, tendo-se iniciado em 1997. Tanto as actividades relacionadas com o Terminal de GNL, como a actividade de Armazenamento, são mais recentes, tendo-se iniciado a partir de 2004.

Esta realidade repercute-se na evolução prevista para os investimentos destas empresas, apresentada na Figura 5-3.

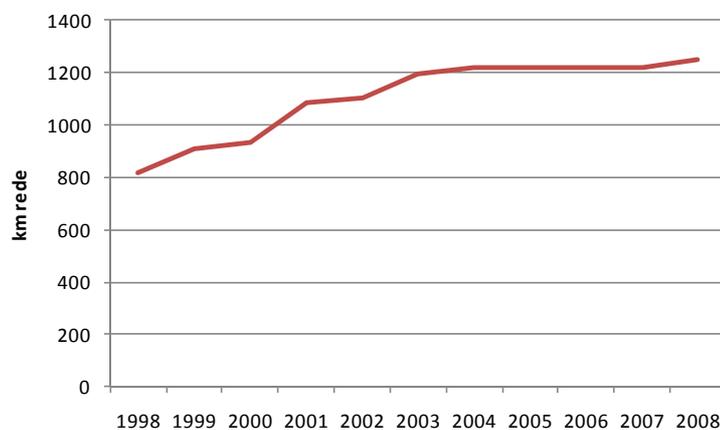
Figura 5-3 – Evolução prevista dos investimentos



Fonte: REN

A maturidade da actividade de transporte de gás natural é bem evidenciada na figura que se segue, na qual é apresentada a evolução, em quilómetros, da rede de alta pressão.

Figura 5-4 – Evolução da rede de alta pressão



Fonte: REN

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O referido anteriormente quanto às diferenças entre as empresas em termos de dimensão e de maturidade é ainda mais evidente no caso das empresas de distribuição de gás natural. O Quadro 5-4 mostra que o tempo que medeia entre o ano de início da actividade das empresas mais recentes e as mais antigas é cerca de 10 anos.

Quadro 5-4 – Datas de inicio da actividade

	Data da concessão/ Licença	Início da distribuição de GN
Beiragás	1998	2000
Dianagás	2002 e 2005	2002
Duriensegás	2002 e 2008	2000
Portgás	1993	1997
Lisboagás	1993	1997
Lusitaniagás	1997	1997
Medigás	2002	2001
Paxgás	2008	2008
Setgás	1997	1997
Sonorgás	2004	2005
Tagusgás	1998	2001

Por seu lado, o Quadro 5-5 evidencia a diferença de dimensão entre as maiores e as menores empresas, tomando por indicadores as vendas e as prestações de serviço e o imobilizado.

Quadro 5-5 – Alguns dados contabilísticos e financeiros 2008

Empresa	Vendas e prestações de serviço 2008 10 ³ euros	Imobilizado 2008 10 ³ euros	Resultados operacionais 2008 10 ³ euros
Concessionadas			
Beiragás, SA	14 565	69 184	3 953
Lisboagás Distribuição, SA	101 440	577 964	40 054
Lusitaniagás Distribuição, SA	50 834	289 337	24 158
Portgás, SA	45 275	307 398	12 506
Setgás, SA	24 328	159 808	10 308
Tagusgás, SA	15 683	67 354	3 617
Licenciadas			
Dianagás, SA	2 213	9 529	267
Paxgás, SA	61	1 911	-127
Sonorgás, SA	4 738	29 719	501
Duriensegás, SA	6 507	37 307	2 172
Medigás, SA	2 718	16 603	3 656

Fonte: Relatório e Contas

A análise das especificidades das empresas e do seu reflexo no seu desempenho operacional é efectuada no documento de definição de metas de eficiência.

Porém, no caso presente o prisma da análise foca-se nos investimentos e no esforço necessário às empresas para a realização dos mesmos.

Recorde-se que o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no seguimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, estabeleceu a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural. Assim, apenas a partir de 1 de Janeiro de 2008 as distribuidoras de gás natural separaram as suas actividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural. As empresas efectuaram a separação das actividades em termos contabilísticos e organizativos.

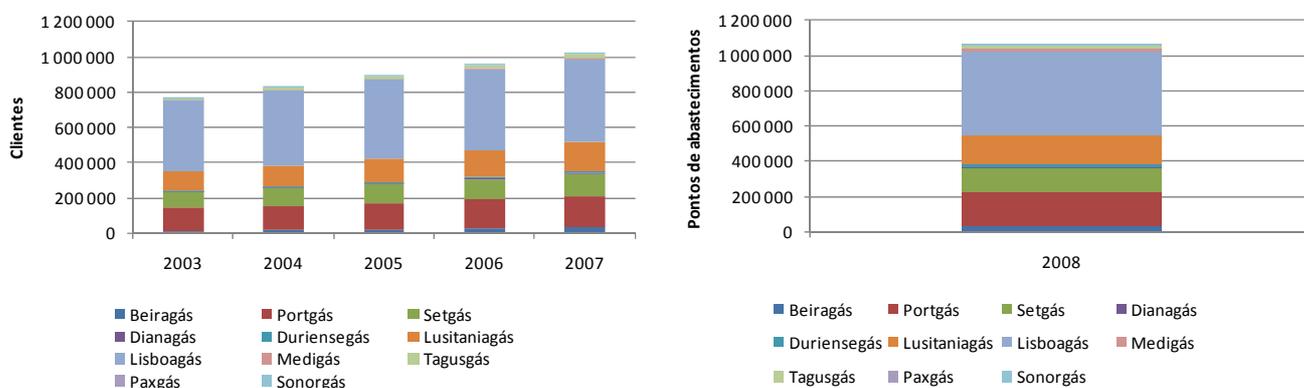
No que diz respeito às sociedades concessionárias de distribuição regional ou titulares de licenças de distribuição local com mais de 100 000 clientes, estas passaram, a partir de 1 de Janeiro de 2008, a

exercer a actividade de Comercialização através de sociedades juridicamente autónomas, criadas em Julho de 2007, conforme determina o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

Assim, a análise da evolução da actividade destas empresas obriga a descontinuar em 2008 as séries existente.

A figura seguinte mostra que apesar do pouco tempo de actividade das empresas, o crescimento do número de clientes, até 2007 inclusive, ou pontos de abastecimentos, relativamente a 2008, tem vindo a diminuir. Este facto justifica-se por as empresas mais antigas serem igualmente as que tinham à partida o maior potencial de crescimento.

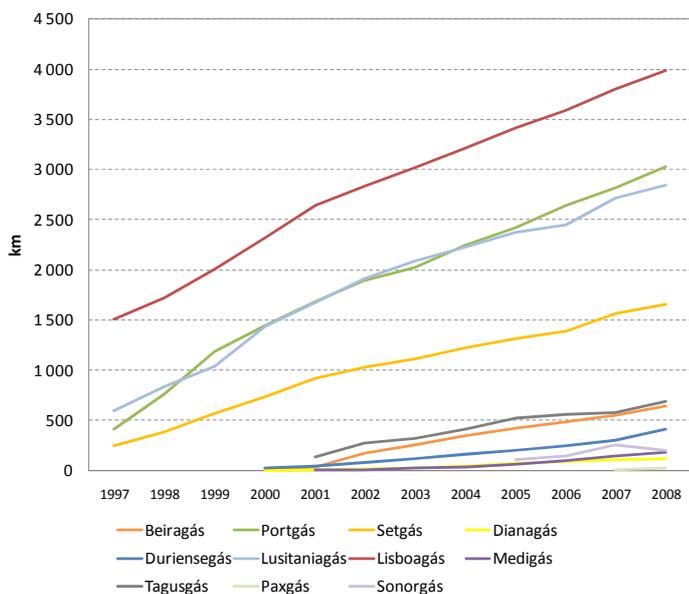
Figura 5-5 – Evolução do número de clientes até 2007 (antes da separação de actividades) e pontos de abastecimento em 2008 (após separação)



Fonte: Empresas

Porém, o menor crescimento da actividade não se repercute na evolução dos investimentos ocorridos nas redes, como mostra a Figura 5-6.

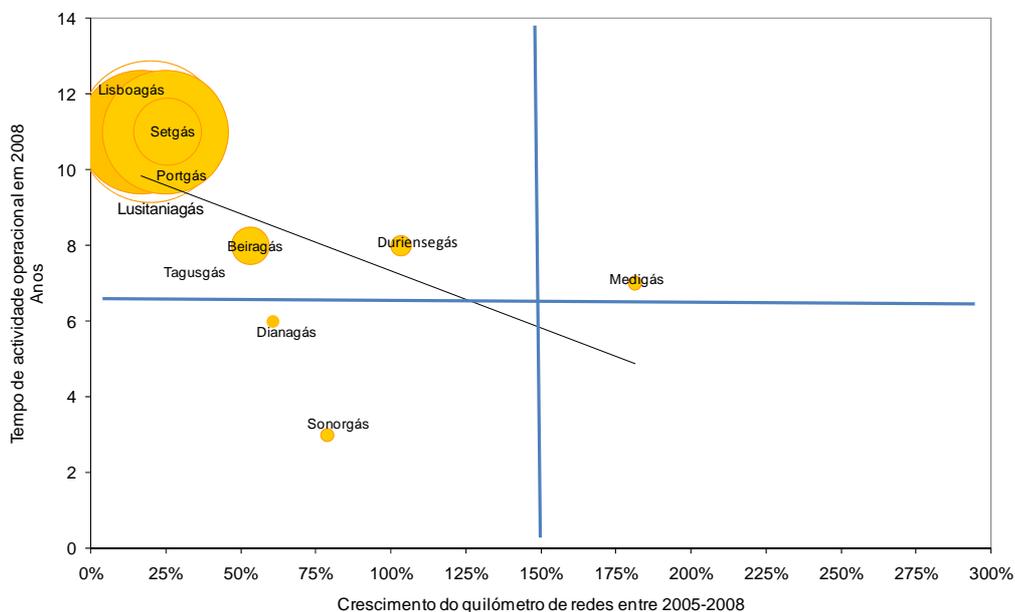
Figura 5-6 – Evolução da rede dos operadores de distribuição até 2008



Fonte: Empresas

Existe contudo, uma forte relação entre a idade das empresas e o investimento em redes, evidenciada na Figura 5-7⁶.

Figura 5-7 – Evolução dos investimentos dos operadores da rede de distribuição até 2008

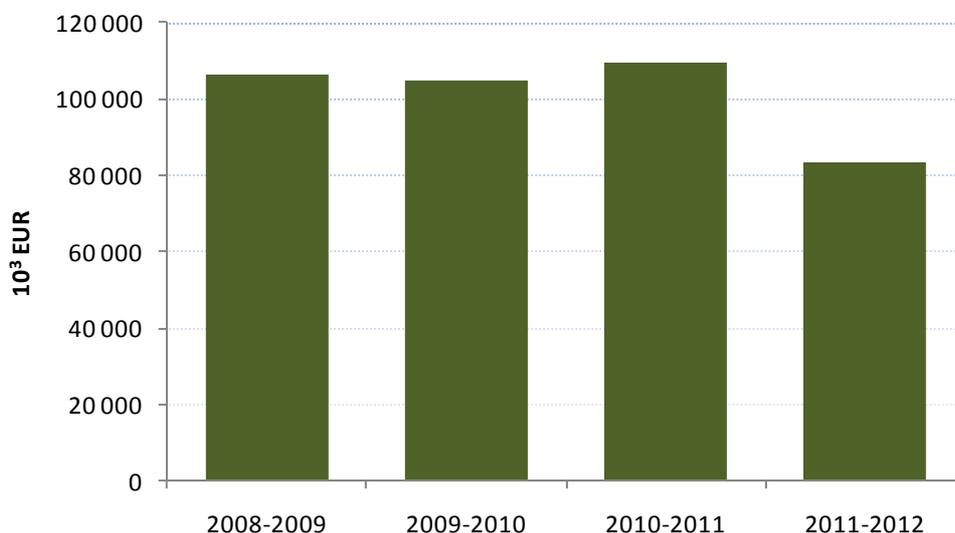


Fonte: Empresas

⁶ A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural distribuído em 2008.

Assim, no cômputo global os operadores das redes de distribuição perspectivam uma consolidação do esforço de investimento.

Figura 5-8 – Evolução dos investimentos dos operadores das redes de distribuição



Fonte: Empresas

5.3.1 ESTRUTURA DE CAPITAL DAS EMPRESAS

Outro importante factor do custo de capital é a sua estrutura de capital.

Até um certo nível, graus de endividamento elevados são aconselháveis, por diminuírem o custo de capital. Porém, a definição de um nível de endividamento óptimo varia consoante o crescimento da actividade da empresa, os seus rácios de solvabilidade, o contexto económico e as características da própria indústria.

No caso presente, a maior parte das empresas do sector do gás natural estão inseridas em grandes grupos nacionais. De um modo geral estas empresas, por serem *utilities* e beneficiarem de estabilidade regulatória e operarem em regime de monopólio ao abrigo de concessões públicas, recorrem mais ao capital alheio. O Quadro 5-6 evidencia este facto, comparando os principais grupos nacionais com algumas grandes empresas estrangeiras que actuam igualmente no sector do gás natural.

Porém, destaca-se o caso da ENI e da GALP, que têm em comum o facto de actuarem igualmente no sector petrolífero, onde o risco de mercado é mais elevado do que o risco dos sectores regulados da electricidade e do gás natural. Estas empresas dependem relativamente mais do recurso a capitais próprios.

Quadro 5-6 – Comparação da estrutura de capital dos principais grupos energéticos nacionais e de algumas estrangeiras que lhe são comparáveis em Dezembro 2009

	Estrutura de capital D/(D+CP)
	2009
Enagás	50%
Eni	28%
Gas Natural	62%
National Grid	69%
Suez Gaz de France	43%
EDP	67%
Galp	21%
REN	62%

Fonte: Relatórios e Contas e Reuters

Nota: Valor de mercado. Os dados da National Grid dizem respeito a Março de 2009.

No caso das empresas reguladas do sector do gás natural, o peso do capital alheio na estrutura de capitais é apresentado no Quadro 5-7 e no Quadro 5-8.

Quadro 5-7 – Estrutura de capital das actividades a montante da actividade de Distribuição

Empresa	Gearing (com suprimentos)	Gearing (sem suprimentos)
	2008	2008
	(D/D+CP)	(D/D+CP)
Armazenagem		
Transgás Armazenagem, SA	39%	33%
REN Armazenagem, SA	37%	3%
Terminal		
REN Atlântico, SA	79%	69%
Transporte		
REN Gasodutos, SA	30%	7%

Fonte: Relatórios e Contas

Quadro 5-8 – Estrutura de capital da actividade de Distribuição

Empresa	Gearing (com suprimentos) 2008 (D/D+CP)	Gearing (sem suprimentos) 2008 (D/D+CP)
Concessionadas		
Beiragás, SA	62%	62%
Lisboagás Distribuição, SA	70%	18%
Lusitaniagás Distribuição, SA	56%	37%
Portgás, SA	71%	44%
Setgás, SA	70%	51%
Tagusgás, SA	63%	55%
Licenciadas		
Dianagás, SA	68%	0%
Paxgás, SA	83%	0%
Sonorgás, SA	64%	62%
Duriensegás, SA	75%	0%
Medigás, SA	73%	0%

Fonte: Relatórios e contas

De modo a neutralizar o efeito das políticas de endividamento praticadas pelas empresas no apuramento do custo de capital, é prática comum entre os reguladores europeus dos sectores do gás natural e da energia eléctrica aplicarem estruturas de capital teóricas para a definição do custo de capital.

Segundo um estudo do CEER⁷, Council of European Energy Regulators, o peso do capital alheio estabelecido pelos reguladores situa-se geralmente no intervalo compreendido entre os 50% e os 67%.

5.3.2 CUSTO DO CAPITAL ALHEIO

O custo do capital alheio e, consequentemente, o prémio da dívida, beneficia do facto da maior parte das empresas estarem integradas em grandes grupos económicos. O Quadro 5-9 compara o custo de financiamento em 2009 e o *rating* do endividamento das principais empresas nacionais face a algumas

⁷ Overview of European Regulatory Framework in Energy Transport

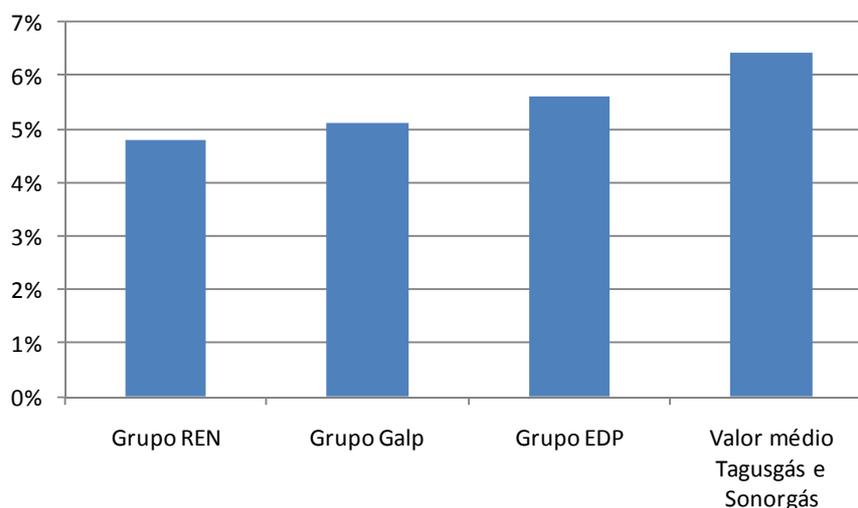
grandes empresas estrangeiras. Apesar do custo de financiamento das empresas nacionais ter sido relativamente baixo em 2009, observa-se que para *ratings* semelhantes, as empresas tiveram custos de financiamento ligeiramente superiores aos das suas congéneres estrangeiras.

Quadro 5-9 – Comparação das condições de financiamento dos principais grupos nacionais e de alguns grupos estrangeiros

	Custo médio	Rating	Moody's
Enagás	3,31%	A2	Mai-06
Eni	3,40%	Aa2	Mai-05
National Grid*	3,10%	A-	Mai-09
EDP	4,00%	A3	Jun-09
Galp	3,80%		
REN	3,86%	A2	Abr-08

As duas empresas fora dos grandes grupos energéticos, Sonorgás e Tagusgás, apresentam maiores dificuldades de acesso a condições tão favoráveis de financiamento. Este facto está patente na Figura 5-9 para o ano de 2008.

Figura 5-9 – Custo médio de financiamento em 2008



Fonte: Relatórios e contas

Nota: Tagusgás e Sonorgás correspondem a valores estimados pela ERSE

5.3.3 RISCO PERCEBIDO PELO MERCADO ACERCA DAS EMPRESAS REGULADAS

As empresas reguladas do sector do gás natural não estão directamente cotadas em bolsa. Todavia, a maior parte das empresas estão integradas em grupos de maior dimensão, designadamente, os grupos EDP, Galp e REN.

O Quadro 5-10 compara os betas do activo (retirado o efeito da estrutura de capital) e do capital próprio da EDP e da REN, calculados com valores até Maio de 2008, para efeitos de definição do custo de capital do sector eléctrico, apurado em Dezembro de 2009.

Decorrido que estão 18 meses, observa-se um certa estabilidade nos betas destas empresas.

Quadro 5-10 – Evolução dos betas do activo e do CP da EDP e da REN

	Beta Activo Maio 2008	Beta CP Maio 2008	Beta Activo Dezembro 2009	Beta CP Dezembro 2009
EDP	0,53	0,96	0,43	1,07
REN	0,37	0,67	0,27	0,61

Fonte: ERSE

Os betas das empresas nacionais estão em linha com as suas congéneres estrangeiras, materializando assim a percepção de que os riscos específicos das empresas nacionais e estrangeiras são comparáveis. Assim, observa-se que as *utilities* apresentam valores muito próximos do betas do activo, geralmente abaixo de 0,4. O risco percebido pelo mercado aumenta com a diminuição do peso das actividades de rede reguladas nas suas actividades. Destaca-se o caso da Galp, cujo peso das actividades não reguladas (petróleo e gás natural) é muito superior ao das actividades reguladas.

Quadro 5-11 – Betas do activo das principais empresas portuguesas energéticas nacionais e de empresas congéneres estrangeiras

	Beta Activo Dezembro 2009	Beta CP Dezembro 2009
Enagás	0,31	0,53
Eni	0,74	1,12
Gas Natural	0,26	0,56
National Grid	0,27	0,69
Suez Gaz de France	0,63	0,94
EDP	0,43	1,07
Galp	1,03	1,23
REN	0,27	0,61

Fonte: ERSE

5.4 VALORES PROPOSTOS

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

1. O prémio da dívida é aumentado relativamente ao período regulatório anterior, face ao ambiente de incerteza nos mercados financeiros e na actividade económica em geral. No caso das actividades a montante da Distribuição de gás natural, o prémio passa de 0,65% para 1% e na actividade de Distribuição de gás natural o prémio passa de 1% para 1,5%. Neste último caso, este incremento permite igualmente entrar em linha de conta com os casos particulares da Tagusgás e da Sonorgás.
2. A taxa de juro nominal sem risco deve reflectir o valor ocorrido no passado recente, correspondendo à média da rendibilidade das OT a 10 anos, entre o mês de Março de 2009 e o mês de Fevereiro de 2010. Este valor é de 4,20%, e é fixado para o período regulatório, não estando sujeito a revisão durante o período regulatório.
3. A manutenção do prémio de risco real de mercado no intervalo compreendido entre 3,75% e 4%.
4. A definição de uma estrutura teórica do capital, sendo o peso da dívida considerado igual a 50%, em linha com as práticas europeias.
5. A definição do beta do activo e respectivo beta do capital próprio por actividade, tendo em conta os seguinte princípios:
 - a) Actividades de infra-estruturas de Alta Pressão:
 - Estas actividades são na sua grande maioria exercidas por empresas integradas no grupo REN, cujo beta se tem mantido relativamente estável desde a definição do custo de capital para as actividades reguladas do sector eléctrico. Aquando da definição do custo de capital da actividade de Transporte do sector eléctrico, pressupôs-se um beta do activo para as actividades desenvolvidas pela REN no sector do gás natural, entre 0,53 e 0,55. Pela estabilidade observada, considera-se que se deva manter este beta, sendo que o valor correspondente para o beta do capital próprio (considerando a estrutura de capital) se situa entre 0,9 e 1.
 - b) Actividade de Distribuição de gás natural:
 - Esta actividade tem um risco regulatório inferior ao da sua congénere do sector eléctrico, por não se lhe aplicar uma metodologia do tipo *price cap* no CAPEX. Porém, muitas empresas que exercem a actividade encontram-se ainda em fase de desenvolvimento da actividade. Deste modo, considerou-se um beta do activo de 0,70 e o correspondente valor do capital próprio em torno de 1,2. Estes valores resultam da ponderação do peso das empresas licenciadas e das concessionadas mais pequenas, às quais foi atribuído um beta do activo igual ao do grupo Galp, e do peso das restantes empresas no conjunto do valor dos activos

dos operadores da rede de distribuição, às quais foi atribuído um beta igual ao definido para o sector eléctrico.

O Quadro 5-12 apresenta o intervalo de valores daí resultantes para o custo do capital para as actividades a montante da Distribuição de gás natural e para as restantes actividades.

Os resultados coincidem com os valores fixados para o período regulatório em curso. Propõe-se a manutenção destes valores para o período regulatório 2010-2013, o que corresponde a:

- 8% para o custo de capital das actividades relativas às infra-estruturas de Alta Pressão:
 - Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
 - Transporte de gás natural.
 - Armazenamento Subterrâneo de gás natural
 - Gestão Técnica Global do SNGN.
 - Imobilização das reservas estratégicas.
- 9% para as actividades de Distribuição e Comercialização de gás natural.

Quadro 5-12 – Custo de capital para o próximo período regulatório por actividade

		Armazenamento, Terminal e Transporte		Distribuição	
Variação de preços	A				
Taxa de juro real sem risco	B			-	
Taxa de juro nominal sem risco	$C=(1+A) \times (1+B) - 1$	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%
Prémio de dívida	D	1,00%	1,00%	1,50%	1,50%
Custo da dívida antes de impostos	$E=C+D$	5,20%	5,20%	5,70%	5,70%
Custo da dívida depois de impostos	$F=E \times (1-L)$	3,82%	3,82%	4,19%	4,19%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	G	0,50	0,50	0,50	0,50
Prémio de risco do capital próprio	H	3,75%	4,00%	3,75%	4,00%
Beta do capital próprio	I	0,9	1,0	1,2	1,2
Custo do capital próprio depois de impostos	$J=C+(H \times I)$	7,71%	8,01%	8,67%	9,06%
Custo do capital próprio antes de impostos	$K=J/(1-L)$	10,49%	10,90%	11,80%	12,33%
Taxa de imposto	L	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
Custo de capital antes de impostos	$M=(E \times G)+(K \times [1-G])$	7,84%	8,05%	8,75%	9,01%
Custo de capital antes de impostos	Valor médio	7,95%		8,88%	
Custo de capital antes de impostos	Valor proposto	8,0%		9,0%	

6 JUSTIFICAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DO ANO GÁS 2010-2011

Os pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011, assim como as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas são apresentados no capítulo 2 do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2010-2011 e Parâmetros para o período de regulação 2010-2013”.

INFORMAÇÃO RECEBIDA

Para a determinação dos proveitos permitidos as empresas reguladas do SNGN deverão disponibilizar à ERSE a informação estipulada nas secções II a X do capítulo VI do Regulamento Tarifário do Gás Natural, conforme Despacho n.º 4878/2010, publicado em Diário da República de 18 de Março de 2010.

Assim, a informação a disponibilizar deverá conter:

- Valores dos activos imobilizados, amortizações e participações ao investimento, desagregados por actividades quando aplicável;
- Valores previsionais dos investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados por actividades, quando aplicável;
- Balanços de gás;
- Balanço da actividade;
- Demonstração dos resultados por actividade;
- Taxas de inflação utilizadas;
- Chaves de repartição dos custos comuns;
- Chaves de repartição dos imobilizados e investimentos em áreas comuns;
- Relatório com a justificação e discriminação dos critérios subjacentes à elaboração da informação disponibilizada;
- Caracterização física dos investimentos efectuados e propostos;
- Relatórios de auditoria com a certificação das contas reguladas para o ano t-2 evidenciando as diferenças entre as contas estatutárias e as contas reguladas.

Relativamente à recepção da informação para determinação dos proveitos permitidos para os anos 2010 e 2011 e ajustamentos dos anos 2008-2009 (t-2) e 2009-2010 (t-1), destacam-se as seguintes ocorrências:

- A informação disponibilizada pelas empresas reguladas não foi enviada à ERSE nos prazos estabelecidos regulamentarmente;

- A informação disponibilizada pelo Grupo GALP continha incorrecções e incoerências a vários níveis, nomeadamente no que se refere aos mapas de movimentos de imobilizados e de participações ao investimento;
- A Tagusgás não disponibilizou toda a informação prevista no Regulamento Tarifário, além de o ter feito muito tardiamente;
- O Grupo GALP apresentou os relatórios de auditoria às contas reguladas para os anos objecto de ajustamento, ano gás 2008-2009, muito tardiamente e com alterações face aos valores apresentados anteriormente.

6.1 ACTIVIDADES DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL – REN ATLÂNTICO, TERMINAL DE GNL, S.A.

6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS À REN ATLÂNTICO

O valor total dos proveitos permitidos para a REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A., foi calculado de acordo com o Artigo 59.º do Regulamento Tarifário (Quadro 6-1).

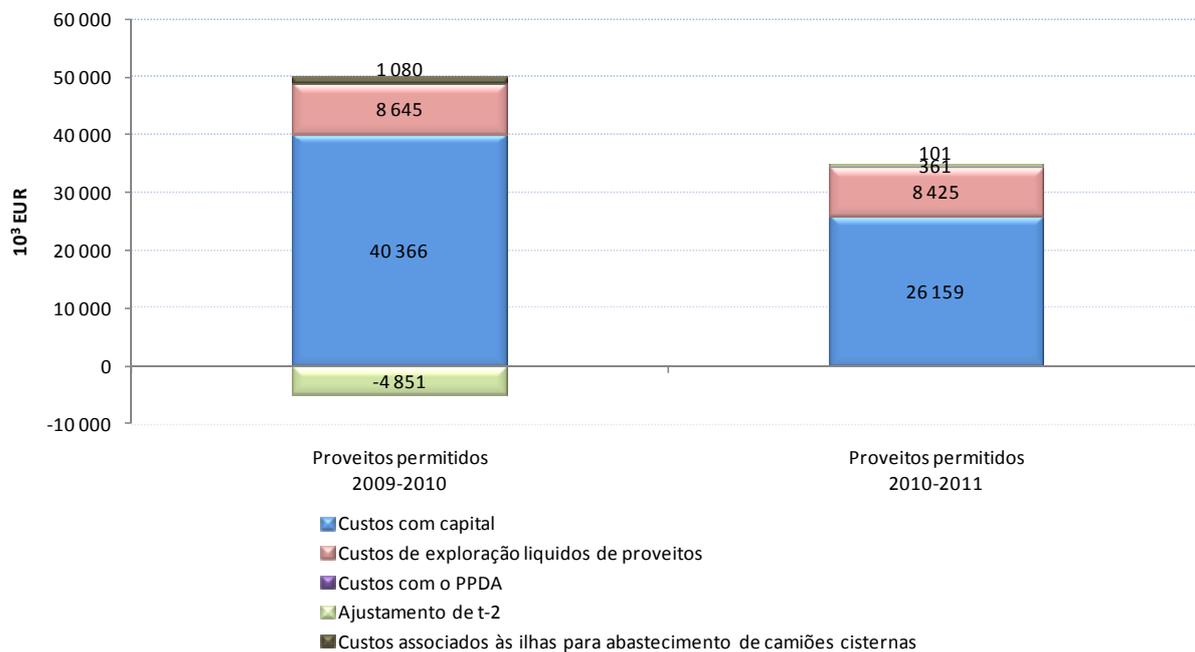
Quadro 6-1 - Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Unidade: 10³ EUR

		2010 (ano s)	2011 (ano s+1)	(2010+2011)/2 (ano gás t)
a	Custos com capital afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL			26 159
b	Custos de exploração afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	8 141	8 708	8 425
	<i>Componente fixa dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</i>	3 419	3 453	3 436
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/kWh)</i>	0,0754	0,0761	0,0757
	<i>Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)</i>	31 154	32 626	31 890
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da capacidade de emissão (€/m³/h)</i>	0,0021	0,0021	0,0021
	<i>Capacidade de emissão (m³/h)</i>	1 125 000	1 300 000	1 212 500
c	Proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0	0	0
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	18	183	101
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações			0
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread			0
g	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread			0
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1			0
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.			-361
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	8 159	8 891	35 045

A Figura 6-1 permite visualizar as várias componentes dos proveitos, evidenciando a evolução entre os proveitos permitidos 2009-2010 e os proveitos permitidos 2010-2011, que assenta essencialmente nas variações ocorridas ao nível do custo com capital por via da extinção do mecanismo de alisamento e da utilização de taxas de actualização das quantidades iguais à taxa de remuneração dos activos.

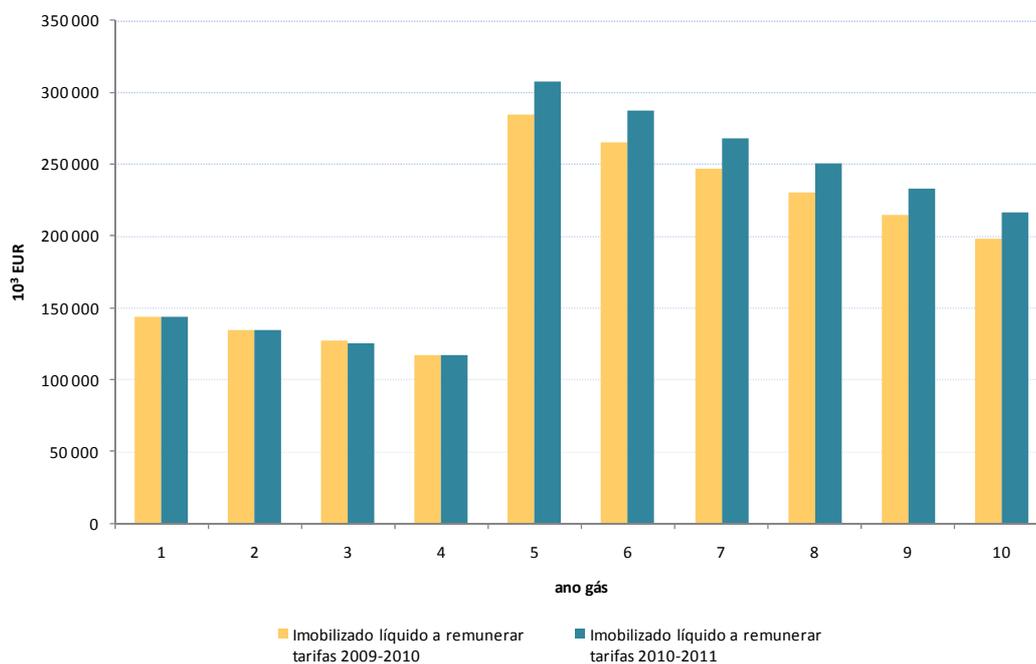
Figura 6-1 - Desagregação dos proveitos permitidos na REN Atlântico



6.1.1.1 CUSTO COM CAPITAL

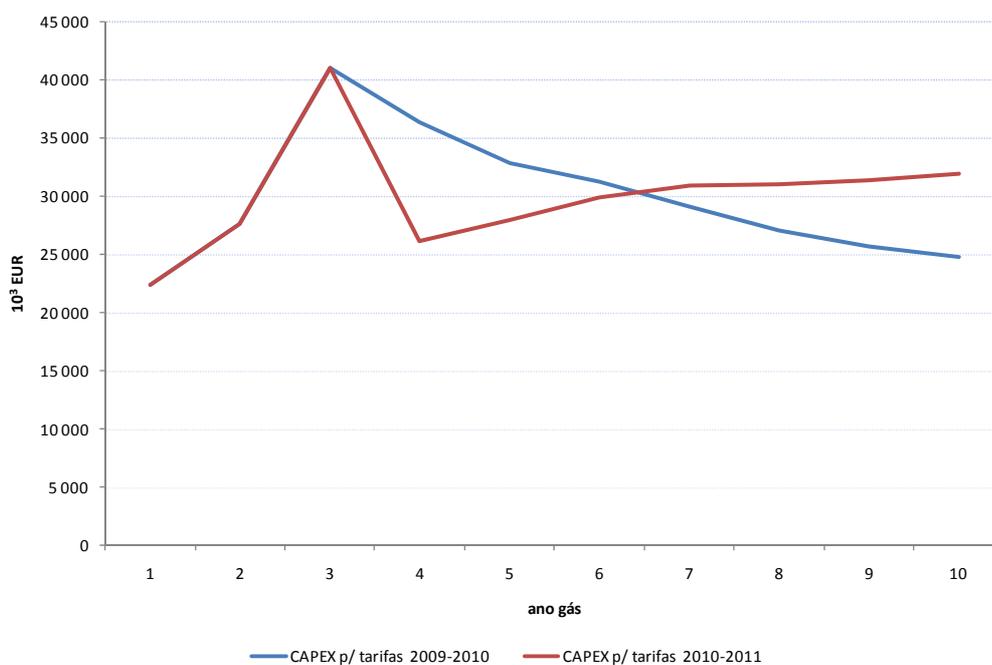
A Figura 6-2 mostra a evolução da base de activos regulados no final de cada ano gás para o período dos 10 anos do alisamento do custo com capital.

Figura 6-2 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Atlântico



A Figura 6-3 permite visualizar a evolução do custo com capital, na REN Atlântico, para o período de alisamento (10 anos).

Figura 6-3 - Custo com capital no período de alisamento para a REN Atlântico



6.1.2 IMPACTE DAS DECISÕES TOMADAS PELA ERSE

O Quadro 6-2 evidencia o impacte das alterações introduzidas pela ERSE no total dos proveitos permitidos da REN Atlântico para o ano gás 2010-2011.

Quadro 6-2- Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Atlântico

		Unidade: 10 ³ EUR					
		Canário Base	Efeito inflação	Efeito custos eficientes	Proveitos permitidos 2010-2011	Impacte das decisões da ERSE	
a	Custos com capital afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	26 162	-3	0	26 159	-3	0,0%
b	Custos de exploração afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	9 076	-97	-555	8 425	-652	-7,2%
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	390	-4	-386	0	-390	-100,0%
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	101	0	0	101	0	0,0%
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações	0	0	0	0	0	-
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0	-
g	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0	-
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	0	0	0	0	0	-
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-361	0	0	-361	0	0,0%
a+b-c+d-e*(1+f)/(1+g)-h-i		35 309	-95	-169	35 045	-265	-0,7%

METAS DE EFICIÊNCIA

A meta de eficiência, a aplicar ao OPEX, no ano gás 2010-2011, baseou-se no seguinte:

- Componentes variáveis dos custos operacionais controláveis – para a componente energia regaseificada considerou-se um peso de 35% e para a sua evolução foi utilizado o custo unitário do último ano gás real (2008-2009) actualizado para o ano gás 2010-2011, de acordo com o IPC-X. Para a componente capacidade de emissão considerou-se um peso de 25% e a sua evolução assenta no custo unitário do ano de 2009 actualizado para o ano gás 2010-2011, de acordo com o IPC-X;
- Componente fixa dos custos operacionais controláveis – para a componente fixa considerou-se 45% do total dos custos controláveis, e a sua evolução assenta no custo do ano gás (2009-2010) actualizado para o ano gás 2010-2011, de acordo com o IPC-X.

Para estes cálculos foi utilizado um factor de eficiência de 1% ao ano, aplicável até o último ano do actual período regulatório, ou seja, 2013.

6.2 ACTIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

REN ARMAZENAGEM, S.A.

6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS À REN ARMAZENAGEM

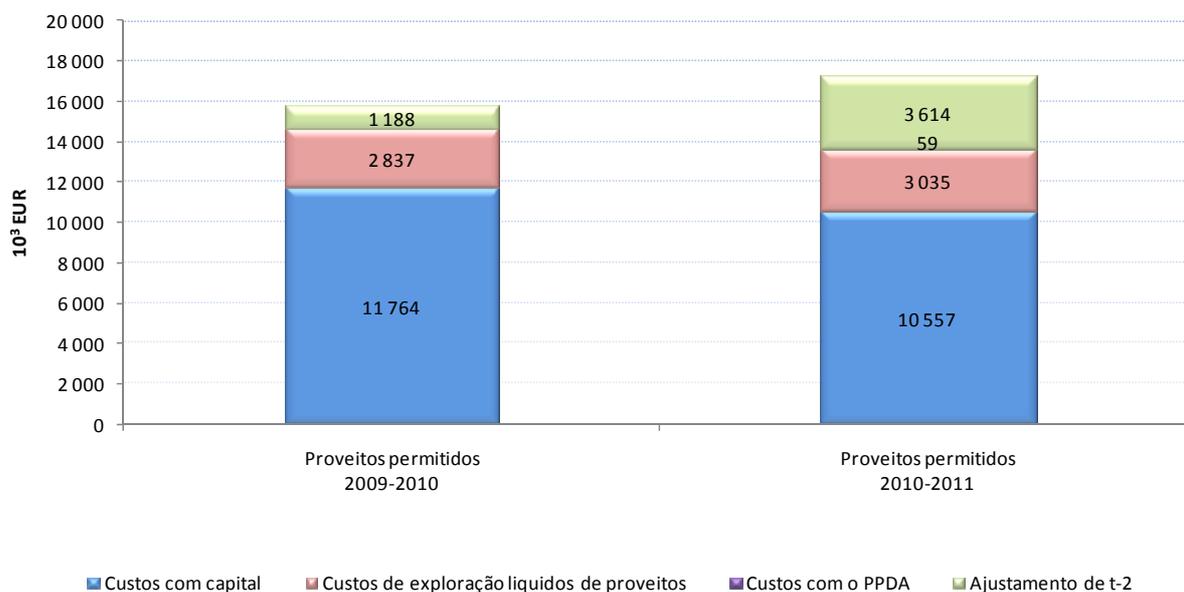
O valor total dos proveitos permitidos para a REN Armazenagem, S.A., foi calculado de acordo com o artigo 60.º do Regulamento Tarifário (Quadro 6-3).

Quadro 6-3 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem

		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		2010 (ano s)	2011 (ano s+1)	(2010+2011)/2 (ano gás t)
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	2 224	2 844	2 534
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	95 493	105 096	100 295
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	8,0%
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afectos a esta actividade	3 200	3 045	3 123
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	23	153	88
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	55	64	59
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes			0
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2			
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais			
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1			
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais			
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1			0
m	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.			-3 614
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m		13 095	14 208	17 266

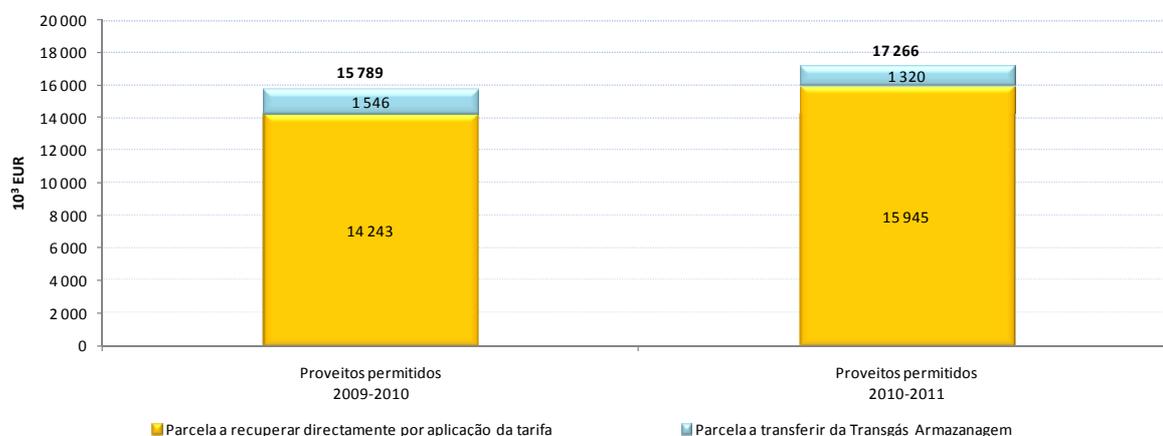
A Figura 6-4 permite visualizar as várias componentes dos proveitos, evidenciando o acréscimo ocorrido entre os proveitos permitidos 2009-2010 e os proveitos permitidos 2010-2011, que assenta essencialmente na variação do ajustamento do ano gás 2008-2009 a recuperar em 2010-2011.

Figura 6-4 - Desagregação dos proveitos permitidos na REN Armazenagem



A aplicação da tarifa de UAS às quantidades da REN armazenagem apenas permitem recuperar directamente cerca de 92% do total dos proveitos permitidos a essa empresa. Desta forma a restante parcela, correspondente a 1 320 milhares de euros será recuperada pela Transgás Armazenagem e transferido para a REN Armazenagem. A Figura 6-5 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da REN armazenagem evidenciando as parcelas resultantes da facturação e da transferência da Transgás Armazenagem.

Figura 6-5 – Decomposição dos proveitos permitidos da REN Armazenagem, via facturação e transferência da Transgás Armazenagem



No Quadro 6-4 apresenta-se o valor do imobilizado líquido, de amortizações, do imobilizado em curso e das participações ao investimento, por grandes agregados, no ano gás 2009-2010 e o peso percentual no total do imobilizado líquido.

Quadro 6-4 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos permitidos 2010-2011 (2)	Varição (%) [(2) - (1)]/(1)
1=2+3 Imobilizado Líquido	155 129	151 283	-2%
2 Imobilizado Incorpóreo	0	0	-
3 Imobilizado Corpóreo	155 129	151 283	-2%
Terrenos e recursos naturais	686	677	-1%
Edifícios e outras construções	7 658	7 595	-1%
Equipamento básico	126 762	119 420	-6%
Equipamento de transporte	94	130	39%
Ferramentas e utensílios	1	0	-55%
Equipamento administrativo	9	44	411%
Outro imobilizado corpóreo	676	1 270	88%
4 Imobilizado em curso	19 244	22 147	15%
5 Participações Líquidas	29 211	28 842	-1%
6=1-4-5 Imobilizado líquido a remunerar	106 674	100 295	-6%

A especificidade com que é exercida a actividade de Armazenamento Subterrâneo pelo facto de ser exercida por dois operadores com instalações contíguas, implica a partilha de alguns activos entre os mesmos. Desta forma, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem utilizam em conjunto a estação de lixiviação e a estação de gás.

ESTAÇÃO DE LIXIVIAÇÃO

A estação de lixiviação, activo cuja finalidade assenta na construção de novas cavernas, é um activo composto pela própria estação de lixiviação, pela estação de captação de água, pela estação de rejeição de salmoura e por edifícios afectos a esta finalidade.

A estação de lixiviação é, segundo o Acordo Relativo à Utilização das Instalações de Superfície sitas no Carriço, propriedade da REN Armazenagem. No entanto, a Transgás Armazenagem, enquanto detentora das cavernas TGC-1S e TGC-2, utilizou a estação de lixiviação na construção das mesmas.

Assim, de acordo com a Cláusula 3.^a do referido Acordo, o custo líquido da estação de lixiviação será repartido entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, na proporção dos volumes geométricos efectivos das cavernas já construídas ou previstas construir até ao ano de 2010.

A percentagem da estação de lixiviação afecta à Transgás Armazenagem não é considerada na base de activos regulados da REN Armazenagem.

ESTAÇÃO DE GÁS

A estação de gás é considerada, na sua totalidade, na base de activos regulados da REN Armazenagem.

Apesar de a Transgás Armazenagem utilizar, igualmente, este activo no decorrer da sua actividade regulada, uma percentagem do valor que esta empresa facturar aos seus clientes, isto é, uma percentagem do valor que resultar da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, é devolvido à REN Armazenagem com vista a ressarcir esta empresa pela remuneração deste activo que foi utilizado pelos clientes da Transgás Armazenagem.

6.2.2 IMPACTE DAS DECISÕES TOMADAS PELA ERSE

O Quadro 6-5 evidencia o impacte das alterações introduzidas pela ERSE no total dos proveitos permitidos da REN Armazenagem para o ano gás 2010-2011.

Quadro 6-5 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Cenário Base	Efeito inflação	Proveitos permitidos 2010-2011	Impacte das decisões da ERSE	
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	2 542	-8	2 534	-8	-0,3%
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	100 437	-142	100 295	-142	-0,1%
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	-
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afectos a esta actividade	3 157	-34	3 123	-34	-1,1%
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	88	0	88	0	0,0%
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	59	0	59	0	0,0%
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	0	-
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2					
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais					
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1					
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais					
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	0	-
m	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-3 614	0	-3 614	0	0,0%
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	17 320	-54	17 266	-54	-0,3%

TRANSGÁS ARMAZENAGEM, S.A.

6.2.3 PROVEITOS PERMITIDOS À TRANSGÁS ARMAZENAGEM

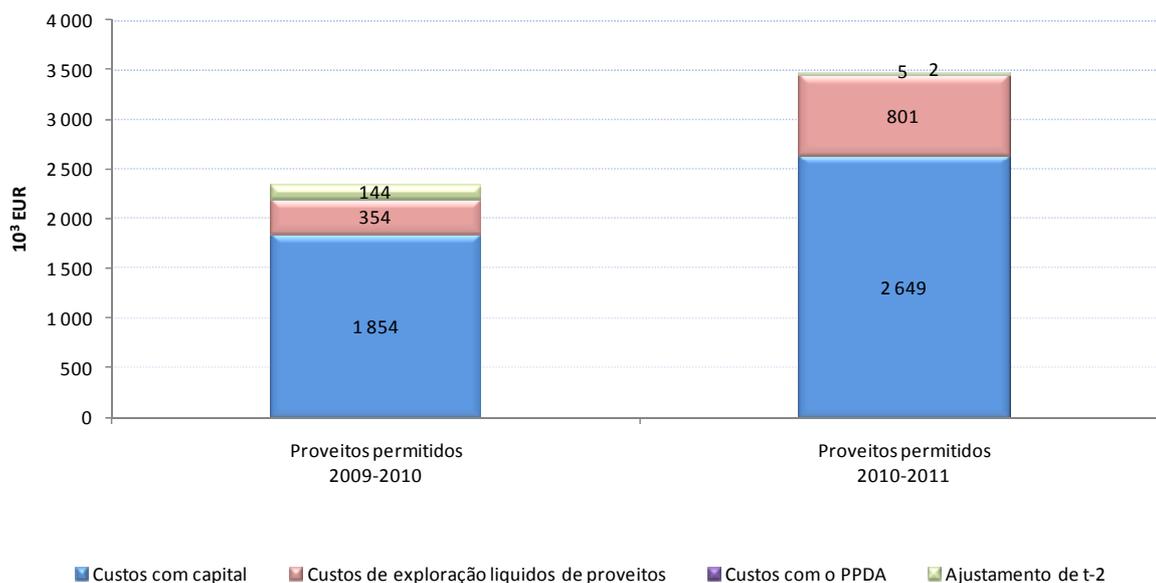
O valor total dos proveitos permitidos para a Transgás Armazenagem, S.A., foi calculado de acordo com o artigo 60.º do Regulamento Tarifário (Quadro 6-6).

Quadro 6-6 - Proveitos permitidos da Transgás Armazenagem

		2010 (ano s)	2011 (ano s+1)	(2010+2011)/2 (ano gás t)
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	492	794	643
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	18 549	31 598	25 074
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	8,0%
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afectos a esta actividade	790	812	801
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0	0	0
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"		11	5
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes			0
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2			
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais			
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1			
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais			
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1			0
m	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Actividade de Armazenamento Subterrâneo, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.			-2
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	2 766	4 145	3 457

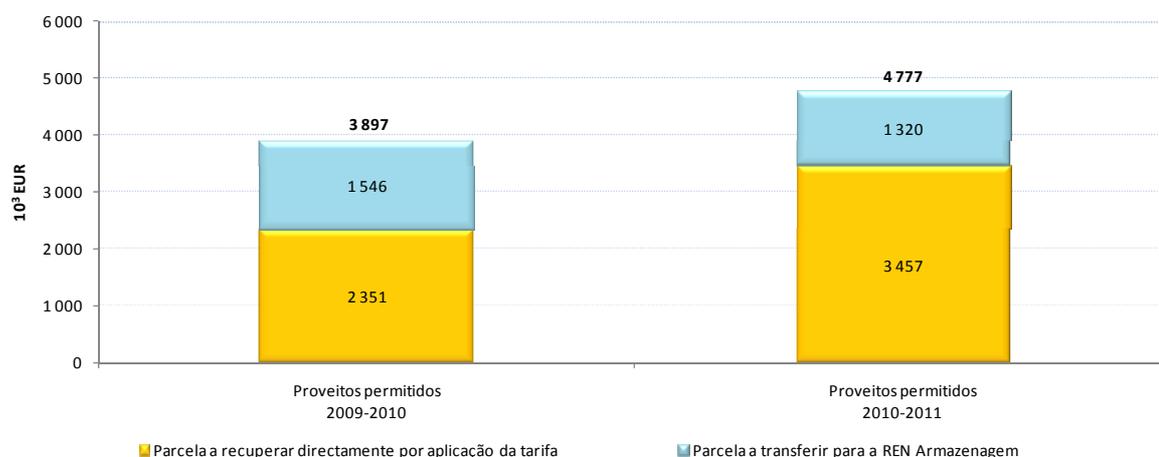
A Figura 6-6 permite visualizar as várias componentes dos proveitos, evidenciando o acréscimo ocorrido entre os proveitos permitidos 2009-2010 e proveitos permitidos 2010-2011, que assenta essencialmente nos acréscimos ocorridos ao nível do custo com capital e nos custos de exploração líquidos de proveitos.

Figura 6-6 - Desagregação dos proveitos permitidos na Transgás Armazenagem



Conforme referido anteriormente, a diferença entre os valores facturados por aplicação da tarifa de UAS e os proveitos permitidos da Transgás Armazenagem é transferida para a REN Armazenagem. A Figura 6-7 apresenta a decomposição entre os proveitos permitidos à Transgás Armazenagem e os que a empresa previsivelmente recuperará por aplicação da tarifa de UAS, no montante de 1 320 milhares de euros que deverá ser transferido para REN Armazenagem.

Figura 6-7 - Decomposição dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem, via facturação e transferência para a REN Armazenagem



No Quadro 6-7 apresenta-se o valor do imobilizado líquido, de amortizações, do imobilizado em curso e das participações ao investimento, por grandes agregados, no ano gás 2009-2010 e o peso percentual no total do imobilizado líquido.

Quadro 6-7 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da Transgás Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos permitidos 2010-2011 (2)	Variação (%) [(2) - (1)]/(1)
1=2+3	Imobilizado Líquido	38 185	37 425	-2%
2	Imobilizado Incorpóreo	0	157	-
3	Imobilizado Corpóreo	38 185	37 268	-2%
	Terrenos e recursos naturais	310	310	0%
	Edifícios e outras construções	0	0	-
	Equipamento básico	20 575	26 816	30%
	Equipamento de transporte	0	0	-
	Ferramentas e utensílios	0	0	-
	Equipamento administrativo	0	0	-
	Outro imobilizado corpóreo	0	0	-
4	Imobilizado em curso	17 300	10 142	-41%
5	Participações Líquidas	2 537	2 210	-13%
6=1-4-5	Imobilizado líquido a remunerar	18 348	25 074	37%

6.2.4 IMPACTE DAS DECISÕES TOMADAS PELA ERSE

O Quadro 6-8 evidencia o impacte das alterações introduzidas pela ERSE no total dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem para o ano gás 2010-2011.

Quadro 6-8 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Cenário Base	Efeito inflação	Proveitos permitidos 2010-2011	Impacte das decisões da ERSE	
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	643	0	643	0	0,1%
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	25 052	22	25 074	22	0,1%
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	-
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afectos a esta actividade	799	1	801	1	0,2%
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0	0	0	0	-
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	5	0	5	0	0,0%
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	0	-
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2					
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais					
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1					
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais					
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	0	-
m	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-2	0	-2	0	0,0%
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	3 453	3	3 457	3	0,1%

6.3 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL - REN GASODUTOS, S.A.

ACTIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

6.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN para o ano gás 2010-2011 foi calculado de acordo com o artigo 63º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Parcela I da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN – UGS I
 - Custos de exploração;
 - Custo com capital;
 - Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador;
 - Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental;
 - Ajustamentos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR a grandes clientes;

- Ajustamentos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR retalhistas;
- Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$.

A esta base de custos foram deduzidos:

- Proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Parcela II da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN – UGS II
 - Ajustamentos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos CUR nos anos anteriores para efeitos da sustentabilidade dos mercados.

Os proveitos permitidos apurados para a actividade de Gestão Técnica Global do SNGN são os apresentados no Quadro 6-9.

Quadro 6-9 - Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2010 (ano s)	2011 (ano s+1)	(2010+2011)/2 (ano gás t)
A=B+C+D+E+F+G+H+I	Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	13 622	13 597	20 479
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	13 184	13 355	13 269
1	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participado	3 979	4 228	4 103
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	31 637	28 585	30 111
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8%	8%	8%
4	Custos de exploração afectos a esta actividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s	3 424	3 461	3 442
5	Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural	3 250	3 380	3 315
6	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradária do sistema, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das			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	439	197	318
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		45	23
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte			1 017
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte			6 198
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1			0
I	Ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, no ano s, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.			347
J=A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	13 622	13 597	20 479
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.			43 489
K=8	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II			43 489
L=J+K	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	13 622	13 597	63 968

A Figura 6-6 permite visualizar as várias componentes dos proveitos, evidenciando o acréscimo de 55% ao nível da parcela I da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN e a parcela II resultante dos ajustamentos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos CUR nos anos anteriores para efeitos da sustentabilidade dos mercados. Ao nível da parcela I (UGS I) realça-se o decréscimo ocorrido nos custos de exploração líquidos de proveitos, e as novas parcelas resultantes das alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório, ajustamentos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR a grandes clientes e ajustamentos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR retalhistas.

**Quadro 6-10 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da actividade de Gestão
Técnica Global do SNGN**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2009-2010	Proveitos permitidos 2010-2011	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1=2+3	Imobilizado Líquido	39 222	39 332	0%
2	Imobilizado Incorpóreo	239	0	-100%
3	Imobilizado Corpóreo	38 983	39 332	1%
	Terrenos e recursos naturais	362	362	0%
	Edifícios e outras construções	14 378	13 986	-3%
	Equipamento básico	19 861	21 958	11%
	Equipamento de transporte	0	0	-
	Ferramentas e utensílios	0	0	-
	Equipamento administrativo	0	0	-
	Outro imobilizado corpóreo	2 419	0	-100%
4	Imobilizado em curso	1 962	3 026	54%
5	Comparticipações Líquidas	7 077	6 194	-12%
6=1-4-5	Imobilizado líquido a remunerar	30 183	30 111	0%

6.3.2 IMPACTE DAS DECISÕES TOMADAS PELA ERSE

Quadro 6-11 evidência o impacte das alterações introduzidas pela ERSE no total dos proveitos permitidos da REN Gasodutos para o ano gás 2010-2011.

Quadro 6-11 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN

		Unidade: 10 ⁷ EUR				
		Cenário Base	Efeito inflação	Proveitos permitidos 2010-2011	Impacte das decisões da ERSE	
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	20 562	-84	20 479	-84	-0,4%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	13 349	-80	13 269	-80	-0,6%
1	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participado	4 108	-5	4 103	-5	-0,1%
2	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	30 135	-24	30 111	-24	-0,1%
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8%	8%	0	8%	0,0%
4	Custos de exploração afectos a esta actividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s	3 515	-73	3 442	-73	-2,1%
5	Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural	3 315	0	3 315	0	0,0%
6	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das	0	0	0	0	-
7	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	0	0	0	0	-
C	Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	322	-4	318	-4	-1,3%
D	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0	0	0	0	-
E	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	23	0	23	0	0,0%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	1 017	0	1 017	0	0,0%
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	6 198	0	6 198	0	0,0%
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	0	0	0	0	-
I	Ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, no ano s, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	347	0	347	0	0,0%
J=A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	20 562	-84	20 479	-84	-0,4%
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.	43 489	0	43 489	0	0,0%
K=8	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	43 489	0	43 489	0	0,0%
L=J+K	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	64 052	-84	63 968	-84	-0,1%

ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

6.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural para o ano gás 2010-2011 foi calculado de acordo com o artigo 64º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Custos de exploração;
- Custo com capital;
- Custos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental;
- Montante de reposição gradual da neutralidade financeira por extinção do mecanismo de alisamento do custo com capital;
- Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$;
- Diferencial de custos em Média Pressão no âmbito de fornecimentos em Alta Pressão.

A esta base de custos foram deduzidos:

- Proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

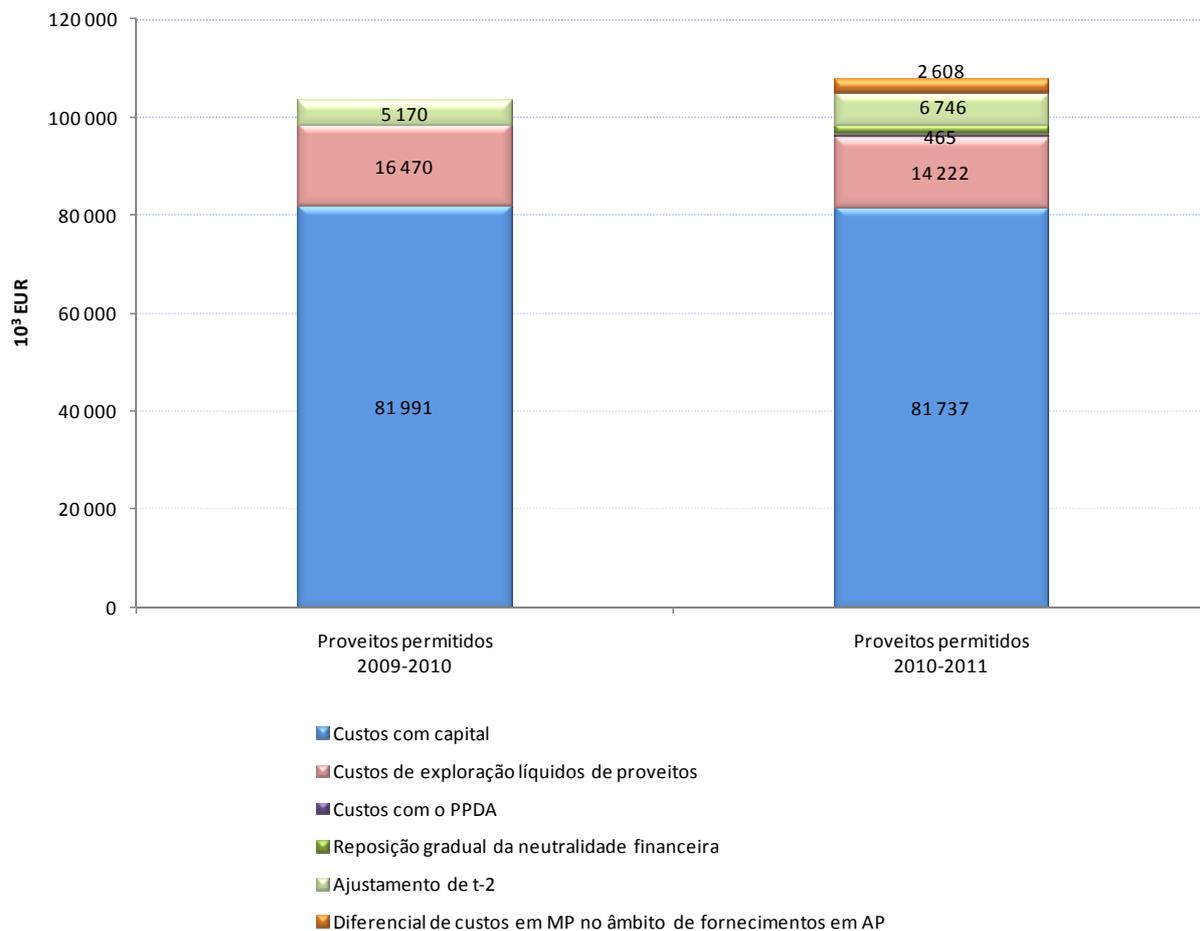
Os proveitos permitidos apurados para a actividade de Transporte de gás natural são os apresentados no Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Proveitos permitidos para a actividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2010 (ano s)	2011 (ano s+1)	(2010+2011)/2 (ano gás t)
1	Amortizações do activo fixo afecto a esta actividade, líquidas das amortizações dos activos participados	24 380	25 725	25 052
2	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações	702 503	714 622	708 563
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	8,0%
4	Custos de exploração afectos à actividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	18 274	17 616	17 947
	<i>Componente fixa dos proveitos afectos à actividade de Transporte de gás natural</i>	8 546	8 178	8 362
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da energia transportada (€/kWh)</i>	0,0147	0,0141	0,0144
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (€/GRMS)</i>	21,7938	20,8560	21,3249
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (€/kms)</i>	5,4356	5,2016	5,3186
	<i>Energia transportada pelo operador da rede de Transporte de gás natural (GWh)</i>	59 742	62 566	61 154
	<i>GRMS fim ano civil</i>	83	87	85
	<i>Kms gasodutos fim ano civil</i>	1 295	1 296	1 296
5	Proveitos da actividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	3 713	3 737	3 725
6	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	466	464	465
7	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes			0
8	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	1 929	1 929	1 929
9	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2			
10	Spread no ano s-2, em pontos percentuais			
11	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1			
12	Spread no ano s-1, em pontos percentuais			
13	Ajustamento dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1			0
14	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.			-6 746
A=1+2*3+4-5+6-7*(9+10)*(11+12)+8-13-14		97 537	99 167	105 099
B	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t			2 608
C=A+B		97 537	99 167	107 708

A Figura 6-9 permite visualizar as várias componentes dos proveitos, evidenciando o acréscimo referido anteriormente, que assenta essencialmente no efeito conjugado da redução dos custos de exploração (-14,0%) e do acréscimo resultante do ajustamento do ano gás t-2 e na introdução de novas parcelas de custos relacionadas com o Plano de promoção do Desempenho Ambiental, reposição da neutralidade financeira e diferencial de custos em Média Pressão no âmbito de fornecimentos em Alta Pressão.

Figura 6-9- Desagregação dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural



No Quadro 6-13 apresenta-se o valor do imobilizado líquido, de amortizações, do imobilizado em curso e das participações ao investimento, por grandes agregados, no ano gás 2010-2011 e o peso percentual no total do imobilizado líquido.

Quadro 6-13 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da actividade de Transporte de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos permitidos 2010-2011 (2)	Variação (%) [(2) - (1)]/(1)
1=2+3	Imobilizado Líquido	950 791	950 924	0%
2	Imobilizado Incorpóreo	70	26	-63%
3	Imobilizado Corpóreo	950 721	950 898	0%
	Terrenos e recursos naturais	69 875	68 924	-1%
	Edifícios e outras construções	11 035	11 317	3%
	Equipamento básico	769 538	835 547	9%
	Equipamento de transporte	462	735	59%
	Ferramentas e utensílios	8	5	-31%
	Equipamento administrativo	256	286	12%
	Outro imobilizado corpóreo	71 296	200	-100%
4	Imobilizado em curso	28 251	33 883	20%
5	Participações Líquidas	209 648	208 478	-1%
6=1-4-5	Imobilizado líquido a remunerar	712 892	708 563	-1%

6.3.4 IMPACTE DAS DECISÕES TOMADAS PELA ERSE

O Quadro 6-14 evidencia o impacte das alterações introduzidas pela ERSE no total dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural no ano gás 2009-2010.

Quadro 6-14 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Cenário Base	Efeito inflação	Efeito custos eficientes	Proveitos permitidos 2010-2011	Impacte das decisões da ERSE	
1	Amortizações do activo fixo afecto a esta actividade, líquidas das amortizações dos activos participados	25 087	-35	0	25 052	-35	-0,1%
2	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações	709 267	-704	0	708 563	-704	-0,1%
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	0,0%
4	Custos de exploração afectos à actividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	18 259	-197	-115	17 947	-312	-1,7%
5	Proveitos da actividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	3 771	-46	0	3 725	-46	-1,2%
6	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	463	0	2	465	2	0,4%
7	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	0	0	-
8	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	1 929	0	0	1 929	0	0,0%
9	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2						
10	Spread no ano s-2, em pontos percentuais						
11	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1						
12	Spread no ano s-1, em pontos percentuais						
13	Ajustamento dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	0	0	-
14	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-6 746	0	0	-6 746	0	0,0%
A=1+2*3+4-5+6-7*(8+10)*(11+12)+8-13-14	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	105 454	-242	-113	105 099	-355	-0,3%
B	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	2 608	0	0	2 608	0	0,0%
C=A+B	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	108 063	-242	-113	107 708	-355	-0,3%

METAS DE EFICIÊNCIA

A comparação dos custos operacionais enviados pela empresa para o ano gás 2010-2011 com os do ano gás 2009-2010 evidencia uma redução de 14% nos custos considerados como controláveis.

Deste modo, o nível de proveitos para os anos de 2010 e 2011 foi determinado em convergência com os do operador. Nos restantes anos, do período regulatório, será aplicado um factor de eficiência igual a 0%.

A determinação do OPEX, baseou-se nos seguintes pressupostos:

Componentes variáveis dos custos operacionais controláveis – as componentes variáveis dos custos operacionais consideradas são a extensão da rede de distribuição no final de cada ano civil (km de rede) com um peso de 40%, o número de GRMS no final de cada ano civil com um peso de 10% e a energia transportada pelo operador em cada ano com um peso de 5%;

Componente fixa dos custos operacionais controláveis – para a componente fixa considerou-se 45% do total dos custos controláveis.

A definição destes custos tem implícito um factor de diminuição dos custos de exploração face ao montante de 2009-2010, bem como a evolução prevista para o deflator do PIB em 2010 e 2011.

Os parâmetros unitários agora publicados apenas serão alterados tendo em conta a evolução do deflator do PIB, face às previsões agora consideradas.

No caso da REN Gasodutos, ao nível da actividade de Transporte, são publicados os parâmetros para os anos de 2010 e 2011. Estes valores foram determinados tendo em conta a perspectiva de evolução de custos enviados pelo operador e incluem um factor de eficiência de 3,8% entre 2010 e 2011. Nos restantes anos, do período regulatório, este factor de eficiência será igual a 0%. No entanto, a ERSE continuará a acompanhar a evolução subjacente às variáveis consideradas, podendo proceder à revisão da metodologia adoptada caso surjam alterações significativas.”

ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN

6.3.5 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 62º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema;
- Proveitos da actividade de Transporte de gás natural.

Os proveitos permitidos apurados para a actividade de Acesso à RNTGN são os apresentados no Quadro 6-15.

Quadro 6-15 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN

		Unidade: 10 ³ EUR
		ano gás 2010-2011
A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	63 968
B	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	107 708
C=A+B	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	171 676

6.3.6 IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 6-16 evidencia o impacte das alterações introduzidas pela ERSE no total dos proveitos permitidos de cada uma das actividades da REN Gasodutos no ano gás 2009-2010.

Quadro 6-16 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Gasodutos

Unidade: 10³ EUR

		Cenário Base	Efeito inflação	Efeito custos eficientes	Proveitos permitidos 2010-2011	Impacte das decisões da ERSE	
A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	64 052	-84		63 968	-84	-0,1%
B	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	108 063	-242	-112	107 708	-354	-0,3%
C = A + B	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural	172 114	-326	-112	171 676	-438	-0,3%

6.4 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

6.4.1 PROVEITOS PERMITIDOS DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Quadro 6-17 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Varição 10-11/09-10
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	153 466	188 221			23%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidadas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>		43 654	42 522	44 787	
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>		1 606 297	1 579 356	1 633 238	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação	9%	9%			
Custos operacionais:	67 955	65 951	65 138	66 763	-3%
Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	72 888				
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>	4 933				
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		541			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		4 459			
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano <i>s-1</i>					
Ajustamento no ano <i>s</i> dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano <i>s-2</i>					
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, previstos para o ano <i>s</i>	221 421	259 172			17,05%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição <i>k</i> previstos para o ano <i>s</i>		2 608			
Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>		22 160			
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, com ajustamentos considerados do ano gás <i>t-2</i>		234 403			5,86%

Quadro 6-18 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	5 768	36 797
B	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	143
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	5 768	36 654

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	43 980	33 355
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$		-6 140
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	43 980	39 495

Quadro 6-19 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Variação % 2009-2010/2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	5 768	36 654	535%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	43 980	39 495	-10%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t	221 421	234 403	6%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	271 169	310 552	15%

Quadro 6-20 - Impactes das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Cenário base	Cenário adoptado			Variação	
	T2010-2011	T2010-2011	2010	2011	Valor	%
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	187 470	188 221	184 664	191 778	751	0,4%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>	42 934	43 654	42 522	44 787		
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>	1 605 961	1 606 297	1 579 356	1 633 238		
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação	9%	9%	9%	9%		
Custos operacionais:	74 674	65 951	65 138	66 763	-8 723	-11,7%
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	541	541				
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	4 844	4 459				
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano <i>s-1</i>		0				
Ajustamento no ano <i>s</i> dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano <i>s-2</i>						
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, previstos para o ano <i>s</i>	267 530	259 172			-8 358	-3,1%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição <i>k</i> previstos para o ano <i>s</i>	2 607	2 608				
Ajustamento no ano gás <i>t</i>, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	21 033	22 160			1 127	5,4%
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, com ajustamentos considerados do ano gás <i>t-2</i>	243 890	234 403			-9 486	-3,9%

METAS DE EFICIÊNCIA

As metas de eficiência a aplicar à actividade de Distribuição de gás natural foram objecto de um estudo mais aprofundado o qual é apresentado no documento “Definição de Metas de Eficiência para a Actividade de Distribuição de gás natural para o período de regulação dos ano gás 2010-2011 a 2012-2013”

As metas de eficiência não se aplicaram à empresa Paxgás, uma vez que a empresa se encontra numa fase de arranque da actividade, com grande crescimento e consequente diluição dos seus custos fixos. Neste caso, a evolução dos custos de exploração, em termos unitários, depende mais da evolução futura da própria actividade do que de qualquer esforço no sentido de aumentar a eficiência da empresa.

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

6.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-21 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Varição % 2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C-D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	4 847	6 965	6 820	7 110	44%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1		1 686	1 628	1 704	
C	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1		58 876	57 693	60 059	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais:	3 784	3 796	3 643	3 950	0%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para os anos s e s+1	3 939				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	156				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD		1 284	1 298	1 289	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		3%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - Energia €/m ³			0,020612	0,020055	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia		70 232	61 422	79 042	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD -Pontos abastecimento			0,025407	0,024721	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento		43 389	42 462	44 316	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		4%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		21	0	43	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		199			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	8 631	10 981	10 463	11 102	27%
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		4 068			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		6 913			-20%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2010 e 2011.

Quadro 6-22 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2010	2011
	(1)	(2)
Activo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	88 861	94 655
Investimento Directo	5 565	2 597
Transferência p/ exploração	0	0
Reclassificações, alienações e abates	229	-9
Saldo Final (2)	94 655	97 242
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	11 183	13 597
Amortizações do Exercício	2 414	2 490
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	13 597	16 087
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	21 989	21 361
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	628	628
Saldo Final (6)	21 361	20 733
Activo líquido a remunerar		
Valor de 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	55 689	59 697
Valor de 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	59 697	60 422
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	57 693	60 059

6.4.2.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-23 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	161	1 211
B	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	0	233
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	161	978

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 167	1 098
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição <i>k</i> , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás <i>t-2</i> e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás <i>t-2</i>		-255
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 167	1 353

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-24 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Varição % 2009-2010/2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	161	978	508%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 167	1 353	16%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	8 631	6 913	-20%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição <i>k</i>, previstos para o ano gás <i>t</i>	9 958	9 244	-7%

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

6.4.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-25 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação % 2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C'D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	943	1 193	1 137	1 250	27%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		326	313	339	
C	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		9 634	9 155	10 113	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais:	1 105	1 056	1 016	1 096	-4%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 148				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	44				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD		183	183,2	181,9	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		2%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - Energia €/m ³			0,07690	0,07559	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia		4 441	4 282	4 601	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,0886	0,0871	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento		6 097	5 687	6 507	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		3%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		5	0	10	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		10			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	2 048	2 264	2 153	2 356	11%
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		574			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		1 690			-17%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis 2010 e 2011.

Quadro 6-26 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	2010	2011
	(1)	(2)
Activo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	13 168	14 668
Investimento Directo	1 500	1 107
Transferência p/ exploração	0	0
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	14 668	15 775
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	1 787	2 226
Amortizações do Exercício	439	466
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	2 226	2 692
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)	2 810	2 703
Comparticipações do ano	0	0
Amortizações do ano	107	107
Saldo Final (6)	2 703	2 596
Activo líquido a remunerar		
Valor de 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	8 571	9 739
Valor de 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	9 739	10 487
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	9 155	10 113

6.4.3.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-27 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	17	83
B	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		2
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	17	81

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	177	75
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$		-14
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	177	90

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-28 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Varição % 2009-2010 / 2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para	17	81	377%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos p	177	90	-49%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás	2 048	1 690	-17%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	2 242	1 861	-17%

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

6.4.4.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-29 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação % 2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C'D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	3 916	4 277	4 158	4 396	9%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>		1 276	1 243	1 310	
C	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>		33 338	32 391	34 284	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais	1 894	1 921	1 897	1 946	1%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	2 058				
	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>	165				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD		324	327	320	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		3%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - Energia €/m ³			0,04493	0,04349	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia		17 779	17 307	18 251	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD -6Pontos abastecimento			0,03274	0,03169	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento		25 221	24 195	26 246	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		4%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i> de acordo com o PPDA		15	0	30	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		-70			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano <i>s-1</i>					
I	Ajustamento no ano <i>s</i> dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano <i>s-2</i>					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, previstos para o ano <i>s</i>	5 810	6 144	6 055	6 372	6%
K	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>		461			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i> , com ajustamentos considerados do ano gás <i>t-2</i>		5 683			-2%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2009-2010, sendo apresentado igualmente o valor relativo ao ano gás 2010-2011

Quadro 6-30 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2010	2011
	(1)	(2)
Activo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	51 044	54 986
Investimento Directo	3 757	2 591
Transferência p/ exploração	185	0
Reclassificações, alienações e abates	0	-1
Saldo Final (2)	54 986	57 576
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	8 700	10 498
Amortizações do Exercício	1 797	1 864
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	10 498	12 362
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	11 254	10 796
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	458	458
Saldo Final (6)	10 796	10 338
Activo líquido a remunerar		
Valor de 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	31 090	33 692
Valor de 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	33 692	34 876
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	32 391	34 284

6.4.4.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-31 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EU	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	42	321
B	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		11
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	42	310

		Unidade: 10 ³ EU	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	550	291
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$		-113
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	550	404

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-32 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Varição % 2009-2010 / 2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	42	310	632%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	550	404	-27%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t	5 810	5 683	-2%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	6 403	6 397	0%

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

6.4.5.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-33 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas	Tarifas			Variação %
		2009-2010	2010-2011	2010	2011	2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C*D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	53 477	68 793	68 575	69 010	29%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		17 254	17 173	17 334	
C	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1		572 657	571 130	574 185	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais	30 649	28 668	28 539	28 796	-6%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para os anos s e s+1	31 662				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para os anos s e s+1	1 013				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD		11 313	11 353	11 274	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		2%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,01680	0,01668	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia		504 161	496 254	512 068	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,01789	0,01777	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento		499 936	494 521	505 351	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		2%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		216	0	431	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		2 142			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	84 126	99 818	97 114	98 238	19%
K	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s		2 608			
L	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		17 903			
M=J-K-L	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		79 307			-6%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis de 2010 e 2011.

Quadro 6-34 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2010	2011
		(1)	(2)
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)		992 613	1 024 906
Investimento Directo		31 981	16 541
Transferência p/ exploração		313	0
Reclassificações, alienações e abates		-1	-25
Saldo Final (2)		1 024 906	1 041 423
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)		286 025	311 994
Amortizações do Exercício		25 969	26 129
Regularizações e abates		0	0
Saldo Final (4)		311 994	338 123
Participações			
Saldo inicial líquido (5)		140 970	136 271
Participações do ano		0	0
Amortizações do ano		4 699	4 699
Saldo Final (6)		136 271	131 572
Activo líquido a remunerar			
Valor de 01/01	(7) = (1) - (3) - (5)	565 618	576 642
Valor de 31/12	(8) = (2) - (4) - (6)	576 642	571 728
Activo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	571 130	574 185

6.4.5.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-35 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	1 470	9 079
B	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		19
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 470	9 060

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	11 603	8 229
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$		-2 442
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	11 603	10 672

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-36 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Variação % 2009-2010 /2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 470	9 060	516%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	11 603	10 672	-8%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t	84 126	79 307	-6%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	97 199	99 038	2%

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

6.4.6.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-37 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação % 2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C*D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	28 038	33 401	32 961	33 841	19%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		7 327	7 165	7 489	
C	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		289 711	286 625	292 797	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais:	9 029	8 515	8 435	8 595	-6%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para os anos s e s+1	9 367				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para os anos s e s+1	338				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD			3 297	3 307	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		1%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - €/m3			0,00374	0,00375	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia		637 941	635 291	640 591	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,01475	0,01479	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento		191 220	187 356	195 084	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		1%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		92	0	184	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		478			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	37 067	42 486	41 396	42 620	15%
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		677			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		41 809			13%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis de 2010 e 2011.

Quadro 6-38 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2010	2011
		(1)	(2)
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)		445 488	465 664
Investimento Directo		20 176	10 835
Transferência p/ exploração		0	0
Reclassificações, alienações e abates		0	-46
Saldo Final (2)		465 664	476 452
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)		86 177	97 587
Amortizações do Exercício		11 410	11 734
Regularizações e abates		0	-1
Saldo Final (4)		97 587	109 320
Participações			
Saldo inicial líquido (5)		78 199	75 938
Participações do ano		0	0
Amortizações do ano		2 261	2 261
Saldo Final (6)		75 938	73 677
Activo líquido a remunerar			
Valor de 01/01	(7) = (1) - (3) - (5)	281 112	292 139
Valor de 31/12	(8) = (2) - (4) - (6)	292 139	293 455
Activo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	286 625	292 797

6.4.6.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-39 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 881	11 392
B	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		-1
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 881	11 393

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição <i>k</i> , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	12 539	10 326
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição <i>k</i> , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás <i>t-2</i> e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás <i>t-2</i>		-1 933
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i>, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	12 539	12 259

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-40 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Variação % 2009-2010 / 2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 881	11 393	506%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição <i>k</i> , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	12 539	12 259	-2%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	37 067	41 809	13%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição <i>k</i>, previstos para o ano gás <i>t</i>	51 486	65 461	27%

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

6.4.7.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-41 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação % 2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C*D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 663	1 760	1 681	1 840	6%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1		569	548	589	
C	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		13 243	12 592	13 894	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais	1018,21	908,13	878,53	939,72	-11%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para os anos s e s+1	1 060				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para os anos s e s+1	42				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD		154	154	154	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		1%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - €/m ³		7 173	6 827	7 518	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia			0,0526	0,0522	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD -€/Pontos abastecimento		15 359	14 755	15 962	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			0,0248	0,0246	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		2%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		7	0	14	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		-6			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	2 681	2 670	2 560	2 793	0%
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		1 398			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		1 272			-53%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das comparticipações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis de 2010 e 2011.

Quadro 6-42 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2010	2011
		(1)	(2)
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)		21 722	23 744
Investimento Directo		2 014	1 767
Transferência p/ exploração		8	0
Reclassificações, alienações e abates		0	0
Saldo Final (2)		23 744	25 511
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)		3 355	4 139
Amortizações do Exercício		784	825
Regularizações e abates		0	0
Saldo Final (4)		4 139	4 964
Participações			
Saldo inicial líquido (5)		6 501	6 288
Participações do ano		0	0
Amortizações do ano		212	212
Saldo Final (6)		6 288	6 076
Activo líquido a remunerar			
Valor de 01/01	(7) = (1) - (3) - (5)	11 867	13 317
Valor de 31/12	(8) = (2) - (4) - (6)	13 317	14 471
Activo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	12 592	13 894

6.4.7.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-43 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da Medigás, pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	16	136
B	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		8
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	16	128

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	185	123
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$		-14
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	185	138

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-44 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Variação % 2009-2010 / 2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	16	128	696%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	185	138	-25%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t	2 681	1 272	-53%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN previstos para o ano gás t	2 882	1 538	-47%

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

6.4.8.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-45 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10⁹ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação % 2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C+D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	317	524	474	573	65%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		156	145	167	
C	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		4 080	3 654	4 507	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais:	268	305	314	296	14%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para os anos s e s+1	281				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para os anos s e s+1	13				
	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 gás 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 gás 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					
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		1		2	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		9			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	585	839	788	872	43%
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		-123			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		962			65%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis de 2010 e 2011.

Quadro 6-46 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2010	2011
	(1)	(2)
Activo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	3 268	4 414
Investimento Directo	1 146	872
Transferência p/ exploração	0	0
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	4 414	5 286
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	115	260
Amortizações do Exercício	145	168
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	260	427
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	0	0
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	0	0
Saldo Final (6)	0	0
Activo líquido a remunerar		
Valor de 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	3 153	4 154
Valor de 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	4 154	4 859
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	3 654	4 507

6.4.8.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-47 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	2	25
B	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
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	2	24

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	2	23
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$		-13
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	2	36

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-48 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Varição % 2009-2010 / 2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	2	24	866%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	2	36	1616%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t	585	962	65%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	589	1 022	73%

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

6.4.9.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-49 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas	Tarifas		Variação %	
		2009-2010	2010-2011	2010	2011	
A=B+(C'D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	36 449	41 378	40 175	42 580	14%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		8 614	8 243	8 985	
C	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		364 040	354 800	373 280	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais:	8 483	9 904	9 716	10 093	17%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para os anos s e s+1	10 788				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	2 305				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD		3 670	3 665	3 676	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		1%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD - €/m ³			0,00542	0,00544	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia		505 371	500 309	510 434	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,01443	0,01447	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento			231 398	251 661	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		1%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		93	0	186	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		1 303			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	44 932	52 677	49 890	52 859	17%
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		-1 921			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		54 599			22%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis de 2010 e 2011.

Quadro 6-50 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2010	2011
	(1)	(2)
Activo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	466 138	496 674
Investimento Directo	30 574	27 319
Transferência p/ exploração	-33	-276
Reclassificações, alienações e abates	-4	2
Saldo Final (2)	496 674	523 720
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	78 352	89 528
Amortizações do Exercício	11 176	11 918
Regularizações e abates	0	9
Saldo Final (4)	89 528	101 455
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	43 287	42 046
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	1 241	1 241
Saldo Final (6)	42 046	40 805
Activo líquido a remunerar		
Valor de 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	344 499	365 100
Valor de 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	365 100	381 460
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	354 800	373 280

6.4.9.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-51 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	1 405	9 436
B	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		-11
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	1 405	9 446

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	11 781	8 553
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede		-1 202
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	11 781	9 755

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-52 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Variação % 2009-2010 / 2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para	1405	9446	572%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos	11 781	9 755	-17%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás	44 932	54 599	22%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	58 118	73 800	27%

6.4.10 SETGÁS - SOCIEDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, S.A.

6.4.10.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-53 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas	Tarifas		Variação %	
		2009-2010	2010-2011	2010	2011	2009-2010/2010-2011
A=B+(C*D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	14 354	17 756	17 459	18 054	24%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		3 859	3 774	3 944	
C	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1		154 416	152 060	156 772	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação		9%	9%	9%	
E	Custos operacionais	5 734	6 083	5 984	6 182	6%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para os anos s e s+1	6 376				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para os anos s e s+1	643				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD		2 289	2 297	2 281	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		2%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - €/m ³			0,0116	0,01152	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia		161 841	154 792	168 890	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD -€/Pontos abastecimento			0,0129	0,01281	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento		149 578	146 560	152 595	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		2%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		52	0	104	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		331			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	20 088	24 222	23 443	24 339	21%
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		2 624			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		21 598			8%

No Quadro 6-22 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis de 2010 e 2011.

Quadro 6-54 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	2010	2011
	(1)	(2)
Activo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	249 650	261 884
Investimento Directo	12 315	7 267
Transferência p/ exploração	-79	0
Reclassificações, alienações e abates	-1	-55
Saldo Final (2)	261 884	269 096
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	54 031	60 397
Amortizações do Exercício	6 366	6 536
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	60 397	66 933
Participações		
Saldo inicial líquido (5)	47 213	45 773
Participações do ano	0	0
Amortizações do ano	1 440	1 440
Saldo Final (6)	45 773	44 332
Activo líquido a remunerar		
Valor de 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	148 406	155 714
Valor de 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	155 714	157 831
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	152 060	156 772

6.4.10.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-23 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2008-2009 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-55 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	457	2 917
B	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
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	457	2 917

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	3 474	2 644
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$		260
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	3 474	2 385

O Quadro 6-24 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2008-2009 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-56 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Variação % 2009-2010 / 2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	457	2 917	539%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	3 474	2 385	-31%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t	20 088	21 598	8%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	24 019	26 900	12%

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

6.4.11.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-57 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2008-2009 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-57 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação % 2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C'D)	2 264	3 472	2 759	4 185	53%
B		506	258	753	
C		32 961	27 789	38 134	
D		9%	9%	9%	
E	2 149	1 477	1 431	1 522	-31%
	2 385				
	215				
		240	243	237	
		3%			
			0,0831	0,0804	
		8 669	7 696	9 641	
			0,0706	0,0684	
		7 615	7 780	7 449	
		4%			
F		14	0	28	
G		16			
H					
I					
J=A+E+F+G-H-I	4 413	4 978	4 191	5 735	13%
K		-1 133			
L=K-J		6 111			38%

No Quadro 6-58 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2010-2011, sendo apresentado o valor relativo aos anos civis de 2010 e 2011.

Quadro 6-58 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

	Unidade: 10 ³ EUR	
	2010	2011
	(1)	(2)
Activo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	31 444	40 068
Investimento Directo	8 623	15 292
Transferência p/ exploração	0	0
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	40 068	55 360
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	2 941	4 456
Amortizações do Exercício	1 515	2 010
Regularizações e abates	0	0
Saldo Final (4)	4 456	6 466
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)	4 344	4 194
Comparticipações do ano	0	0
Amortizações do ano	150	150
Saldo Final (6)	4 194	4 044
Activo líquido a remunerar		
Valor de 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	24 159	31 418
Valor de 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	31 418	44 850
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	27 789	38 134

6.4.11.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-59 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2008-2009 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-59 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	23	206
B	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
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	23	206

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	82	187
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$		-112
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	82	299

O Quadro 6-60 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-60 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Variação % 2009-2010/ 2010-2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	23	206	790%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	82	299	264%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t	4 413	6 111	38%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	4 519	6 617	46%

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

6.4.12.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 6-61 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011, calculados pela ERSE.

Quadro 6-61 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	2010	2011	Variação % 2009-2010/ 2010-2011
A=B+(C'D)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	7 198	8 702	8 464	8 941	21%
B	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1		2 102	2 032	2 171	
C	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		73 340	71 468	75 212	
D	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação	9%	9%	9%	9%	
E	Custos operacionais	3 843	3 316	3 284	3 348	-14%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para os anos s e s+1	3 843				
	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para os anos s e s+1	0				
	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD		1 198	1 212	1 185	
	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		3%			
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - €/m ³			0,009	0,009	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia		107 743	104 914	110 571	
	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - €/Pontos abastecimento			0,039	0,038	
	Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento		29 441	28 188	30 693	
	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD		4%			
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA		26	0	51	
G	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento		47			
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1					
I	Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2					
J=A+E+F+G-H-I	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	11 041	12 091	11 748	12 339	10%
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2		-2 367			
L=K-J	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2		14 458			31%

No Quadro 6-62 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados para a actividade de Distribuição aceites na definição dos proveitos permitidos para as tarifas de 2009-2010, sendo apresentado igualmente o valor relativo ao ano gás 2010-2011

Quadro 6-62 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	2010	2011
	(1)	(2)
Activo Fixo Bruto		
Saldo Inicial (1)	99 996	107 605
Investimento Directo	7 302	4 881
Transferência p/ exploração	307	0
Reclassificações, alienações e abates	0	0
Saldo Final (2)	107 605	112 487
Amortização Acumulada		
Saldo Inicial (3)	13 509	16 156
Amortizações do Exercício	2 504	2 649
Regularizações e abates	143	142
Saldo Final (4)	16 156	18 947
Comparticipações		
Saldo inicial líquido (5)	17 614	17 387
Comparticipações do ano	244	268
Amortizações do ano	472	478
Saldo Final (6)	17 387	17 178
Activo líquido a remunerar		
Valor de 01/01 (7) = (1) - (3) - (5)	68 873	74 062
Valor de 31/12 (8) = (2) - (4) - (6)	74 062	76 362
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	71 468	75 212

6.4.12.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 6-63 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 a recuperar por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-63 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	294	1 991
B	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		-120
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	294	2 111

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011
A	Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	2 420	1 805
B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ 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		-299
C=A-B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	2 420	2 104

O Quadro 6-64 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2009-2010 e os proveitos permitidos das tarifas do ano gás de 2010-2011 da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN.

Quadro 6-64 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2009-2010	Tarifas 2010-2011	Variação % 2009-2010 /2010- 2011
A	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t	294	2111	618%
B	Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t	2 420	2 104	-13%
C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t	11 041	14 458	31%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t	13 755	18 673	36%

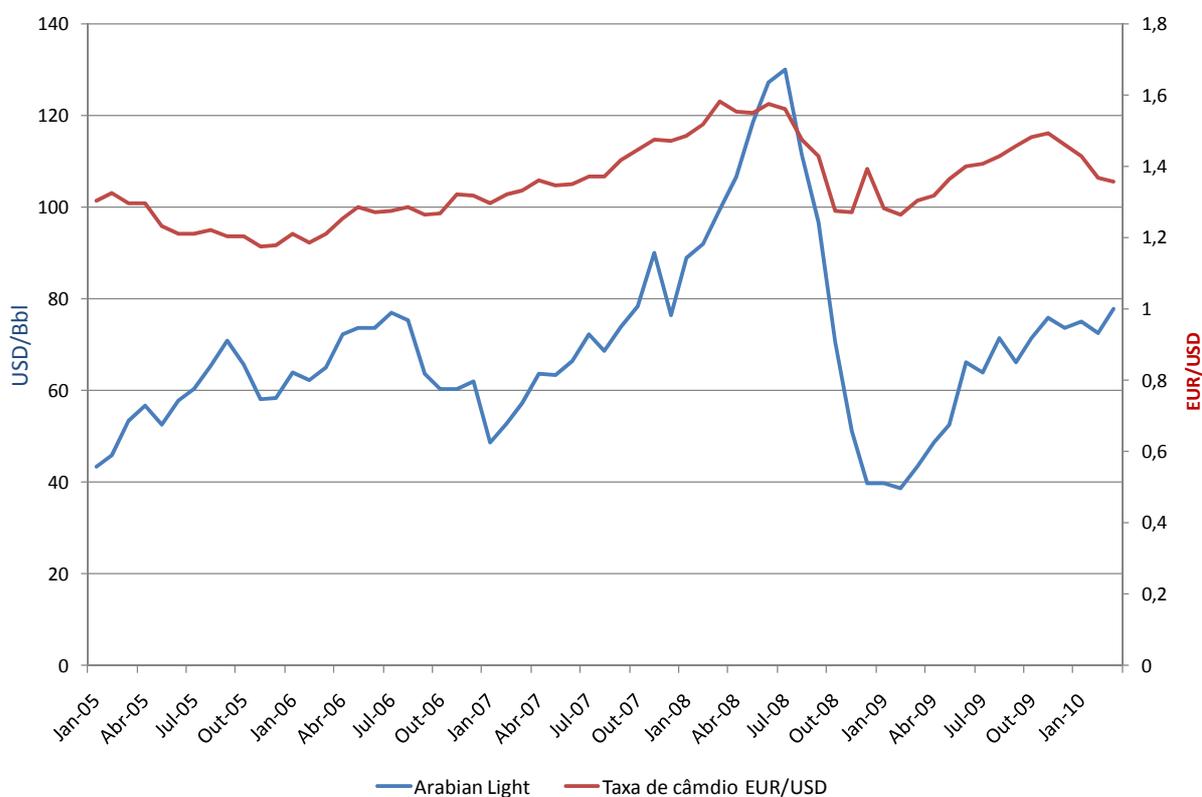
6.5 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO – TRANSGÁS, S.A.

Os custos com a aquisição de Gás Natural representam uma componente importante dos proveitos permitidos dos Comercializadores de Último Recurso. Na sua grande maioria, os custos com aquisição de gás natural correspondem ao preço de energia primária. Os restantes custos, com a utilização das infra-estruturas (uso do terminal de GNL, uso das instalações de armazenamento subterrâneo), de funcionamento do comercializador de SNGN e relativos às reservas estratégicas têm um peso reduzido.

A evolução do preço do gás natural relaciona-se com a evolução dos preços do petróleo, sendo usual nos contratos de fornecimento de gás natural o preço estar indexado ao preço do petróleo.

Historicamente, os preços do petróleo exibem uma acentuada volatilidade. Esta característica apresentou-se de uma forma muito marcada no passado recente. Assim, em Julho de 2008, os preços do petróleo atingiram o seu valor máximo histórico, tendo descido de uma forma bastante acentuada até ao início de 2009. Desde o primeiro trimestre de 2009, o preço do petróleo um ciclo de subida.

Figura 6-10 – Preço do barril do petróleo Arabian Light (spot) e taxa de câmbio euro/dólar



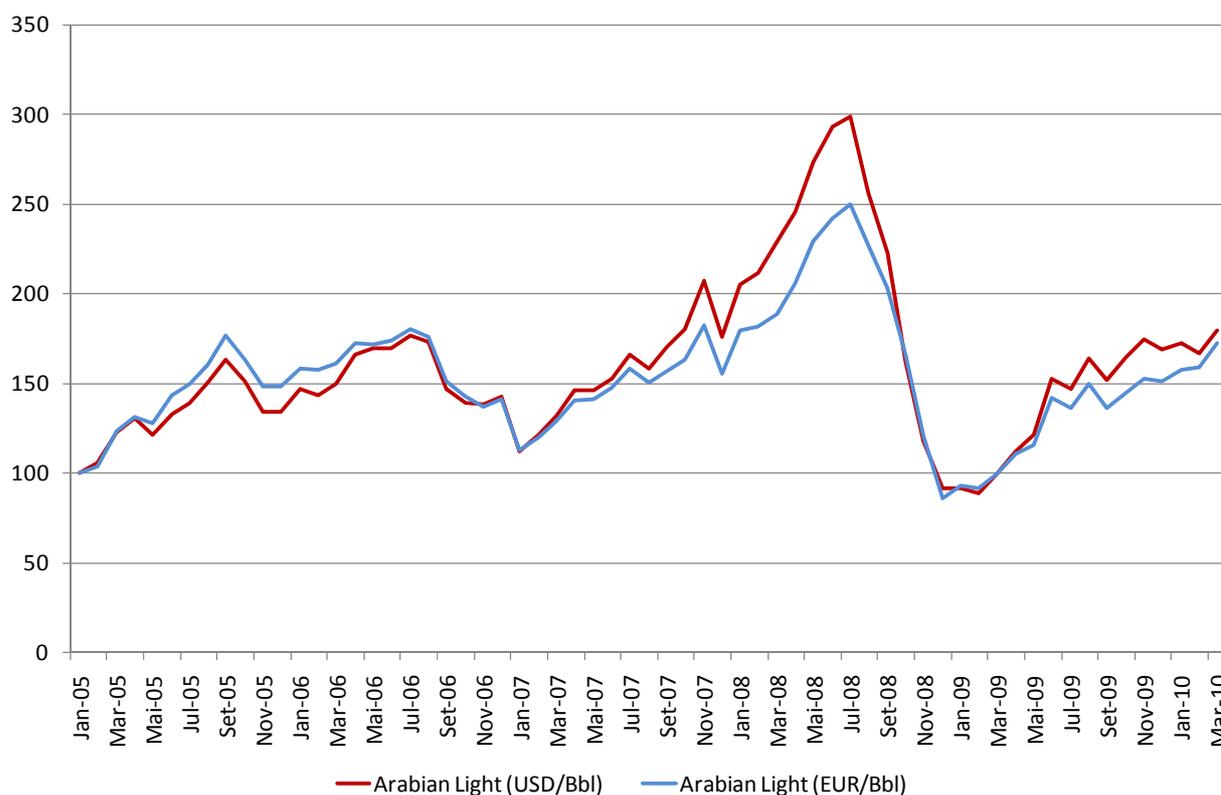
Fonte: Banco de Portugal, Reuters

A Figura 6-10 mostra a evolução do preço do petróleo Arabian Light⁸, comparando-a com a evolução da taxa de câmbio EUR/USD.

Após a subida do preço do petróleo verificada no Verão de 2008, o ciclo de descida do petróleo que se iniciou, a partir dessa data, levou-o a um nível de preço inferior ao nível que se verificava no início de 2005, tanto em USD/bbl, como em EUR/bbl. Porém, actualmente o preço do petróleo já se situa ao nível que se verificava no último trimestre de 2007.

A Figura 6-11 ilustra este aspecto comparando a evolução do preço do petróleo Arabian Light em euros e em dólares (base 100 = 2005).

Figura 6-11 – Preço médio mensal Arabian Light (spot) em dólares e euros
Base 100 = 2005

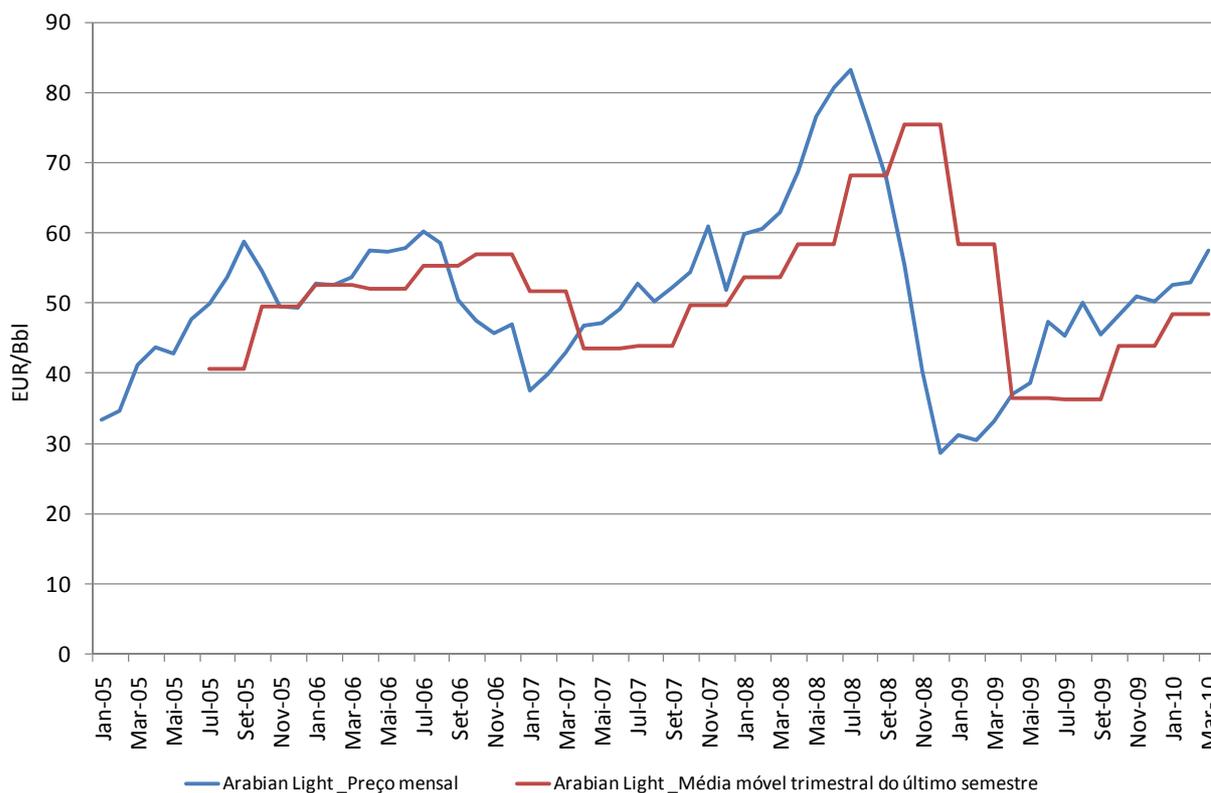


Fonte: Banco de Portugal, Reuters

⁸ Arabia Light, é um petróleo leve com densidade relativa de: 34°API e com teor de enxofre de 1,78%. Conjuntamente com o Saharan Blend (Argélia), o Minas (Indonésia), o Bonny Light (Nigéria), o Fateh (Dubai), o Tia Juana Light (Venezuela) e o Isthmus (México), faz parte do cabaz que define o preço de referência da OPEP. As reservas da Arábia Saudita representam actualmente cerca de 21% das reservas conhecidas mundiais.

De um modo geral a indexação do preço do gás natural aos preços do petróleo é feita com um desfasamento temporal. A Figura 6-12 mostra a evolução do preço médio mensal do petróleo Arabian Light, assim como a média móvel deste preço de 6 meses, por trimestre.

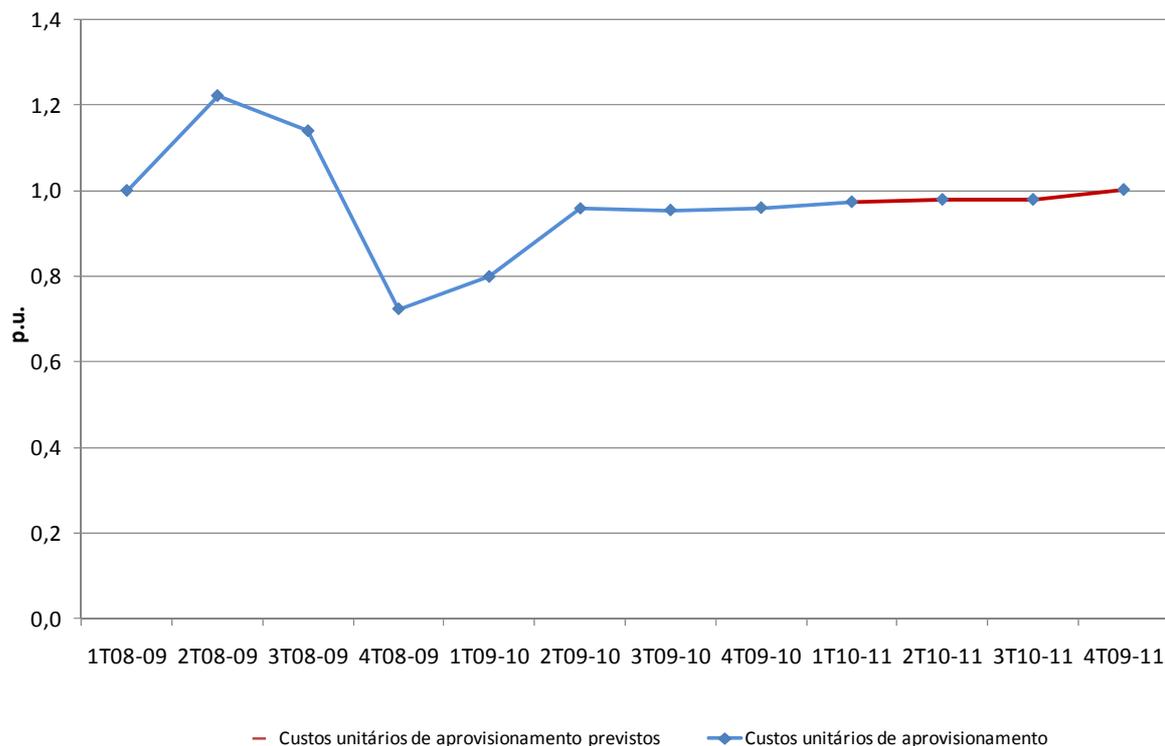
Figura 6-12 – Preço médio mensal e média móvel trimestral do último semestre do Arabian Light (spot) em dólares e euros



O desfasamento temporal existente entre a definição do preço do gás natural e o preço do petróleo permite antecipar, num horizonte semestral, a evolução esperada para o preço do gás natural. No quadro actual perspectiva-se assim para o próximo semestre um aumento do preço do gás natural.

Neste contexto, com base em dados fornecidos pelo Comercializador de SNGN e pelo CUR Grossista, foi definido o custo unitário de aprovisionamento de gás natural a aplicar a todos os comercializadores de último recurso. A Figura 6-13 apresenta a evolução prevista para os custos unitários de aprovisionamento de gás natural ao longo do ano gás 2010-2011.

Figura 6-13 – Custo unitários de aprovisionamento



CUSTOS DE FUNCIONAMENTO DO COMERCIALIZADOR DO SNGN

A ERSE efectuou uma análise comparativa entre os custos de funcionamento reais e os considerados para tarifas, apresentados pelo comercializador do SNGN, para o ano gás 2008-2009 a incluir nas tarifas do ano gás 2010-2011.

Esta análise permitiu efectuar uma separação entre custos controláveis de OPEX, fixos e variáveis, subdividindo os custos controláveis reais de exploração entre custos considerados fixos e custos considerados variáveis, atribuindo 50% a cada um deles.

Os procedimentos para cálculo dos custos de funcionamento reais do ano gás 2008-2009 foram os seguintes:

- Componente variável dos custos operacionais controláveis - custo unitário do último ano gás real (2008-2009) actualizado para o ano gás 2010-2011, de acordo com o IPC-X;
- Componente fixa dos custos operacionais controláveis - custo do último ano gás real (2008-2009) actualizado para o ano gás 2010-2011, de acordo com o IPC-X.

Para a determinação dos custos de funcionamento do comercializador do SNGN para o ano gás 2010-2011 foi utilizado um factor de eficiência de 1% ao ano e como indutor de custos para a parcela variável as vendas de gás natural, incluindo as vendas internacionais.

De seguida, apresentam-se os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso.

Quadro 6-65 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso

Unidade: 10⁹ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso a grandes clientes	354 880	65 132	-82%
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista	168 825	125 229	-26%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás <i>t-1</i> a incorporar no ano gás <i>t</i>	-50 240	-19 879	-19 879
D	Ajustamento no ano gás <i>t</i> dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	0	-68 471	-68 471
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás <i>t</i>	573 944	278 710	-51%
F	Ajustamento relativo a <i>t-2</i> do comercializador de SNGN de acordo com os valores reais dos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pelo comercializador de último recurso grossista		6 252	
G	Ajustamento positivo ou negativo da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás <i>t</i>		-32 732	
H	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes		1 198	
G	Ajustamento positivo ou negativo da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a recuperar nos anos seguintes		-63 067	
H=E+F+G	Proveitos a recuperar da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, previstos para o ano gás <i>t</i>		190 361	

O desvio gerado nesta actividade no montante global de 63 067 milhares de euros resulta, principalmente, da evolução dos mercados de energia primária desde Janeiro de 2008 até Junho de 2010 com consequências directas nos valores dos contratos de *take or pay*. Desta forma, considera-se que a recuperação do mesmo deva ser efectuada por igual período, ou seja, durante três anos, com os respectivos encargos financeiros.

6.6 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES, EM REGIME TRANSITÓRIO

Quadro 6-66 - Proveitos da actividade de Comercialização de gás natural a grandes clientes, em regime transitório

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes previstos para o ano gás t	388 924	66 450	-82,91%
B	Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN a grandes clientes previstos para o ano gás t	64 344	10 676	-83,41%
C	Proveitos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes previstos para o ano gás t	5 085	3 226	-36,56%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, previstos para o ano gás t	458 353	80 351	-82%

Quadro 6-67 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, em regime transitório

Unidade: 10³ EUR

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

Quadro 6-68 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes, em regime transitório

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t	4 099	4 353	6%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t	32 616	3 828	-88%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t	27 628	2 494	-91%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes, previstos para o ano gás t	64 344	10 676	-83%

Quadro 6-69 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, em regime transitório

Unidade: 10³ EUR

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

Unidade: 10³ EUR

	Cenário Base	Cenário Adoptado	Impacte total face ao cenário base	
			Valor	%
Proveitos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes previstos para o ano gás t	4 778	3 226	-1 552	-32,48%

METAS DE EFICIÊNCIA

Em virtude da evolução da abertura do mercado tem-se observado um decréscimo significativo no nível desta actividade. Esta realidade é acentuada com a recente extinção das tarifas de venda a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

Desta forma, seria de esperar que a estrutura de custos da empresa reflectisse a redução da actividade, no entanto, nem todos os custos diminuem na mesma proporção, pois para além dos custos variáveis, existem custos de estrutura (custos fixos) cuja diminuição é mais diluída no tempo.

Na análise dos custos de exploração foi considerado, que os custos variáveis evoluíssem consoante as previsões para a evolução do número de clientes e da energia.

A ponderação de todos estes factores, resulta na consideração de uma base de custos 15% inferior ao valor previsto pela empresa.

6.7 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

Consideram-se em regime transitório no âmbito da extinção das TVCF os comercializadores de último recurso respeitante ao fornecimento a clientes com consumo anual >10 000 m³.

6.7.1 PROVEITOS PERMITIDOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Quadro 6-70 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2010-2011		
	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	95 333	29 896	125 229
Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	-4 552	0	-4 552
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	-3 066	0	-3 066
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	-1 821	-1 821
Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	102 951	31 717	134 668

Quadro 6-71 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

Proveitos Permitidos 2010-2011	
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano <i>t</i>	8 351
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano <i>t</i>	8 998
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano <i>t</i>	146 755
Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista <i>k</i>, previstos para o ano gás <i>t</i>	164 104

Quadro 6-72 - Proveitos permitidos função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2010-2011		
	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
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 <i>j</i> , previstos para o ano <i>s</i> e <i>s+1</i>	26 953	1 302	28 255
Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo <i>j</i> , previsto para o ano <i>s</i> e <i>s+1</i>	17	1	18
Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano <i>s</i> e <i>s+1</i>	847	182	1 030
Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo <i>j</i> , reportado ao início de cada período de regulação	4 423	6	4 429
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>	-383	-6 089	-6 471
Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista <i>k</i>, previstos para o ano gás <i>t</i>	32 623	7 580	40 203

Quadro 6-73 - Impactes das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos Permitidos 2010-2011 Base	Proveitos Permitidos 2010-2011 ERSE
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 $s+1$	34 303	28 255
Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j , previsto para o ano s e $s+1$	19	18
Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j , previstos para o ano s e $s+1$	751	1 030
Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j , reportado ao início de cada período de regulação	4 107	4 429
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 $t-2$	-9 786	-6 471
Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	48 965	40 203

METAS DE EFICIÊNCIA

Para o período regulatório 2010-2013 foram definidas metas de eficiência aos custos de exploração dos Operadores da Rede de Distribuição de gás natural, tendo em conta as especificidades de cada empresa e os potenciais ganhos de eficiência apurados. As metas de eficiência anuais assim apuradas situam-se entre 0,5% e 3,8%, tendo-se definido que parte destes custos pudesse variar com a evolução da actividade, tendo em conta dois indutores de custos: as quantidades de gás natural distribuídas e a evolução dos pontos de abastecimento. A repartição entre os custos fixos e variáveis foi efectuada consoante o grau de maturidade das empresas. Recorde-se também que a análise efectuada aos custos de exploração levou a ERSE a considerar períodos diferentes para as bases de custos das empresas, não se tendo aceite em certos casos os custos apresentados para o ano gás 2008-2009, tendo-se optado nesses casos pelos custos ocorridos no ano civil de 2008.

Os resultados desse exercício serviram de base à definição de metas de eficiência para os custos de exploração dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURr). Desta forma, consideraram-se como indutores de custos a evolução do número de clientes e as quantidades facturadas. Ao contrário da Distribuição de gás natural, a base de custos considerada foi igual para todas as empresas, tendo-se neste caso aceite os custos relativos ao ano gás 2008-2009. Esta opção permitiu a aplicação de um nível de metas de eficiência de 3% para todas as empresas, em média mais exigente do que no caso das empresas de distribuição. Este factor está em linha com o adoptado para o CUR do sector eléctrico.

Para além destas opções, a aplicação das metas de eficiência nos CURr, seguiu ainda as regras explicitadas no quadro que se segue:

	2010/2011	
	< 10 000 m3	> 10 000 m3
Peso fixo	20%	20%
Peso variável	80%	80%
	2010/2011	
Variável	< 10 000 m3	> 10 000 m3
Quantidades	40%	80%
Clientes	60%	20%

As metas de eficiência não se aplicaram à empresa Paxgás, uma vez que a empresa se encontra numa fase de arranque da actividade, com grande crescimento e consequente diluição dos seus custos fixos. Neste caso, a evolução dos custos de exploração, em termos unitários, depende mais da evolução futura da própria actividade do que de qualquer esforço no sentido de aumentar a eficiência da empresa.

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

Quadro 6-74 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10 ³ EUR						
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	8 821	3 484	1 708	5 192	-41%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	184	-166	0	-166	-190%
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	297	0	297	
D	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	-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	8 637	3 354	2 467	5 821	-33%
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		-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	8 637	3 484	1 708	5 192	

Quadro 6-75 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano <i>t</i>	93	346	272%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano <i>t</i>	735	373	-49%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano <i>t</i>	7 106	5 793	-18%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista <i>k</i>, previstos para o ano gás <i>t</i>	7 933	6 513	-18%

Quadro 6-76 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)]/(2)
		≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total (1)		
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	551	42	593	1 250	32	1 282	1 176	58	1 234	1 437	-14%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	113	12	125	220	24	244					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural				3%	3%						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh	0,0024040	0,0002830	0,0026870	0,0023511	0,0002768	0,0026279					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j	54 854 835	76 554 952	131 109 787	171 947 769	19 522 590	191 470 359					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente	7,322282	43,487443	50,809724	14,322383	85,061438	99,383820					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	41 917	191	42 108	43 663	33	43 696					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0	3,0%	3,0%						
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	4	1	6	12	4	16	17	5	22	23	-5%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	81	0	82	163	0	163	163	0	163	136	20%
E	Ajustamento no ano t dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural para o escalão de consumo j relativo ao ano t-2							-136	-126	-262	0	
F=A+B+C+D+E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	636	44	680	1 426	36	1 461	1 491	190	1 681	1 595	5%
G	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	142	142		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	636	44	680	1 426	36	1 461	1 491	48	1 539		

Quadro 6-77 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	8 637	5 821	-33%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	7 933	6 513	-18%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 595	1 681	5%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	18 165	14 014	-23%

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

Quadro 6-78 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	1 609	477	329	806	-50%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	38	-23	0	-23	-160%
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 em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	19	0	19	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	-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	1 571	481	588	1 069	-32%
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		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	1 571	477	329	806	

Quadro 6-79 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t		17	54	217%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t		130	58	-56%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t		935	801	-14%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t		1 082	912	-16%

Quadro 6-80 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Unidade: 10 ³ EUR	
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (1)	Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)]/(2)
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	157	2	159	347	2	349	331	3	334	246	36%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	23	1	24	46	1	47					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural				3%		3%					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh	0,0056880	0,0000910	0,0057790	0,0055629	0,0000890	0,0056519					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j	9 061 062	10 775 944	19 837 006	20 990 391	3 722 356	24 712 747					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente	14,554301	21,313136	35,867436	28,468212	41,688493	70,156705					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	5 661	20	5 681	6 481	2	6 483					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0	3,0%		3,0%					
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	5	2	7	4	1	5	9	3	12	4	240%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
E	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							-37	-6	-44	0	
F=A+B+C+D+E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	163	4	166	351	3	354	377	12	390	250	56%
G	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	7	7		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	163	4	166	351	3	354	377	5	383		

Quadro 6-81 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 571	1 069	-32%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 082	912	-16%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	250	390	56%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	2 902	2 371	-18%

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

Quadro 6-82 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com aquisição gás natural à actividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso - artº 100 e artº 101	3 747	2 329	989	3 318	-11%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso retalhista k por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes ao ano gás t-1	46	-111	0	-111	-344%
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 em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	-203	0	-203	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, resultante da convergência tarifária para tarifas activas	0	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	3 792	2 644	916	3 559	-4%
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		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	3 792	2 329	989	3 318	

Quadro 6-83 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
A	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso retalhista k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t		40	221	460%
B	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso retalhista k por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t		313	238	-24%
C	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso retalhista k por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t		4 066	3 731	-8%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t		4 419	4 191	-5%

Quadro 6-84 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)]/(2)
		≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total (1)		
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	336	24	360	748	17	766	710	33	743	646	15%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	60	6	66	117	12	129					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural				3%	3%						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh	0,0024090	0,0004130	0,0028220	0,0023560	0,0004039	0,0027599					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j	40 855 831	33 669 320	74 525 151	107 905 456	10 890 936	118 796 391					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente	7,380251	42,045939	49,426190	14,435771	82,241857	96,677628					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	24 069	102	24 171	26 117	18	26 135					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural				3,0%	3,0%						
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	30	8	38	14	4	18	44	12	56	11	391%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
E	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							-48	-57	-105	0	
F=A+B+C+D+E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	366	32	398	762	21	784	803	101	904	657	38%
G	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	63	63		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	366	32	398	762	21	784	803	38	841		

Quadro 6-85 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	3 702	3 559	-4%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	4 419	4 191	-5%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	657	904	38%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	8 778	8 654	-1%

6.7.5 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL, S.A.

Quadro 6-86 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	48 147	25 809	0	25 809	-46%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	1 340	-1 232	0	-1 232	-192%
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 em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	-1 068	0	-1 068	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	-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	46 807	28 109	4 164	32 273	-31%
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		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	46 807	25 809	0	25 809	

Quadro 6-87 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t	508	1 721	239%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t	3 925	1 854	-53%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t	39 636	33 986	-14%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	44 069	37 562	-15%

PROVEITOS PERMITIDOS DO ANO GÁS 2010-2011 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

Quadro 6-88 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)]/(2)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (1)		
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	2 629	48	2 677	4 805	94	4 899	5 031	95	5 126	4 977	3,0%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	405	48	453	793	94	886					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural				3%	3%						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh	0,0015220	0,0001750	0,0016970	0,0014885	0,0001712	0,0016597					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j	705 654 815	0	705 654 815	1 088 200 856	0	1 088 200 856					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente	5,148224	32,992533	38,140757	10,069926	64,533394	74,603320					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	223 288	0	223 288	237 583	0	237 583					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural				3,0%	3,0%						
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	135	0	135	173	0	173	308	0	308	126	144,9%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	447	0	447	893	0	893	893	0	893	728	22,7%
E	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	-432	-1 291	-1 723	0	
F=A+B+C+D+E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	3 210	48	3 258	5 871	94	5 965	6 664	1 386	8 050	5 831	38%
G	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	1 386	1 386		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	3 210	48	3 258	5 871	94	5 965	6 664	0	6 664		

Quadro 6-89 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	46 807	32 273	-31%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	44 069	37 562	-15%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	5 831	8 050	38%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	96 707	77 885	-19%

6.7.6 LISBOAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

Quadro 6-90 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	56 015	35 948	9 181	45 128	-19%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	616	-1 716	0	-1 716	-379%
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 em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	615	0	615	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas adfines	0	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	55 400	37 049	10 806	47 856	-14%
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		1 102	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	55 400	35 948	9 181	45 128	

Quadro 6-91 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t		591	3 008	410%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t		4 573	3 243	-29%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t		69 360	55 201	-20%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, de comercializador do último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t		74 524	61 452	-18%

Quadro 6-92 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)/(2)]
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (1)		
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	5 173	362	5 536	10 616	294	10 911	10 482	510	10 991	11 944	-8%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	1 082	109	1 191	2 117	213	2 330					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural				3%	3%						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/kwh	0,0021710	0,0005630	0,0027340	0,0021232	0,0005506	0,0026739					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j	667 082 266	324 805 590	991 887 856	1 587 222 416	112 074 449	1 699 296 865					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente	5,443983	77,339879	82,783862	10,648430	151,276803	161,925233					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	485 474	913	486 387	481 713	128	481 841					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0	3,0%	3,0%						
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	125	20	146	126	20	146	251	40	291	179	63%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	983	2	985	1 965	4	1 969	1 965	4	1 969	1 836	7%
E	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	320	-2 559	-2 239	0	
F=A+B+C+D+E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	6 282	384	6 666	12 708	317	13 025	12 379	3 112	15 491	13 961	11%
G	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	2 702	2 702		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	6 282	384	6 666	12 708	317	13 025	12 379	410	12 789		

Quadro 6-93 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	55 400	47 856	-14%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	74 524	61 452	-18%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	13 961	15 491	11%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	143 884	124 799	-13%

6.7.7 LUSITANIAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

Quadro 6-94 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	39 495	14 058	9 374	23 432	-41%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	866	-671	0	-671	-178%
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	-1 577	0	-1 577	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	2 337	2 337	
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, de comercializador do último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	38 629	16 306	7 037	23 343	-40%
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		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	38 629	14 058	9 374	23 432	

Quadro 6-95 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t	416	1 563	275%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t	3 224	1 684	-48%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t	31 729	24 107	-24%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	35 369	27 353	-23%

Quadro 6-96 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)]/(2)
	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (1)		
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										
	1 753	227	1 979	3 744	180	3 924	3 625	317	3 941	3 798	4%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural										
	359	67	427	703	132	835					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural										
				3%	3%						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/kwh										
	0,0018810	0,0003540	0,0022350	0,0018396	0,0003462	0,0021858					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j										
	243 794 028	325 254 313	569 048 341	652 440 282	105 542 792	757 983 074					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente										
	5,080239	81,826927	86,907166	9,936947	160,053469	169,990417					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j										
	183 978	541	184 519	185 254	74	185 328					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural										
			0	3,0%	3,0%						
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1										
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1										
	48	19	68	48	19	67	96	39	135	102	33%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação										
	366	1	367	735	0	735	734	1	734	644	14%
E	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										
							485	-1 194	-708	0	
F=A+B+C+D+E	2 167	247	2 414	4 527	200	4 727	3 969	1 550	5 519	4 543	21%
G	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	1 281	1 281		
H=F-G	2 167	247	2 414	4 527	200	4 727	3 969	268	4 238		

Quadro 6-97 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	38 629	23 432	-39%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	35 369	27 353	-23%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	4 543	5 519	21%
D=A+B+C	Proveitos a recuperar pela actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	78 541	56 304	-28%

6.7.8 MEDIGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.
Quadro 6-98 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Proveitos permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - art. 100.º e art. 101.º	1 522	914	437	1 351	-11%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	42	-44	0	-44	-205%
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 em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	-19	0	-19	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	-231	-231	
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, do comercializador de último recurso k, previstos para o ano gás t	1 480	977	668	1 645	11%
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		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	1 480	914	437	1 351	

Quadro 6-99 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Proveitos permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, do comercializador de último recurso k, no ano t	16	90	462%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte, do comercializador de último recurso k, no ano t	125	97	-22%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição, do comercializador de último recurso k, no ano t	925	1 527	65%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 065	1 714	61%

Quadro 6-100 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)]/(2)
		≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total	≤ 10 000 m³	> 10 000 m³	Total (1)		
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	219	2	221	464	2	466	451	3	454	360	26%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	37	1	38	73	1	74					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0	3%	3%						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh	0,0039220	0,0000880	0,0040100	0,0038357	0,0000861	0,0039218					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j	17 553 273	14 382 263	31 935 536	39 747 952	4 991 140	44 739 092					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente	7,644061	11,193868	18,837929	14,951783	21,895205	36,846988					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	14 712	35	14 747	15 914	7	15 921					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0	3%	3%						
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	4	1	5	3	1	4	7	2	9	4	161%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
E	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	-181	-76	-257	0	
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	223	3	226	467	2	469	639	81	720	364	98%
G	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							0	77	77		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	223	3	226	467	2	469	639	4	643		

Unidade: 10³ EUR

Quadro 6-101 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 480	1 645	11%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 065	1 714	61%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	364	720	98%
D=A+B+C	Proveitos permitidos pela actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	2 909	4 079	40%

6.7.9 PAXGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

Quadro 6-102 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	237	222	62	284	20%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	-2	-11	0,00	-11	496%
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 em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	3	0	3	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	57	57	
E=A-B-C-D	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, previstos para o ano gás t	238	229	5	234	-2%
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		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	238	222	62	284	

Quadro 6-103 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t		2	19	658%
B	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t		19	20	5%
C	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t		239	347	46%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t		261	387	48%

Quadro 6-104 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2))/(2)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (1)		
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	74	1	75	76	0	76	75	0	76	79	-4%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural											
	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											
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j											
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente											
	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 actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	2	0	3	1	0	2	4	1	4	1	665%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
E	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			-28	0	
F=A+B+C+D-E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	77	1	78	77	0	78	107	1	108	79	36%
G	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							0	0	0		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	77	1	78	77	0	78	107	1	108		

Quadro 6-105 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10⁶ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	238	234	-2%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	261	387	48%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	79	108	36%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	578	729	26%

6.7.10 SETGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

Quadro 6-106 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	16 067	9 502	3 265	12 767	-21%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	222	-454	0	-454	-305%
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	-174	0	-174	
D	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	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	15 845	10 129	2 154	12 284	-22%
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		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	15 845	9 502	3 265	12 767	

Quadro 6-107 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t	169	851	403%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t	1 307	917	-30%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t	17 084	14 974	-12%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	18 561	16 743	-10%

Quadro 6-108 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2))/(2)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (t)		
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	1 438	118	1 556	2 908	89	2 998	2 892	163	3 055	2 902	5%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	273	34	307	534	66	600					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0	3%	3%						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh	0,0025210	0,0005510	0,0030720	0,0024655	0,0005389	0,0030044					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j	186 551 149	119 886 742	306 437 891	403 496 883	33 860 861	437 357 744					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente	4,863262	112,278135	117,141397	9,512530	219,616032	229,128572					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	142 737	164	142 901	144 978	23	145 001					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0	3%	3%						
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	38	8	45	14	3	16	51	10	62	47	31%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	281	0	281	562	0	562	562	0	562	526	7%
E	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	70	-605	-535	0	
F=A+B+C+D+E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 756	126	1 882	3 484	92	3 576	3 435	779	4 214	3 475	21%
G	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas a repercutir na parcela da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s							0	648	648		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 756	126	1 882	3 484	92	3 576	3 435	131	3 566		

Quadro 6-109 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	15 845	12 284	-22%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	18 561	16 743	-10%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	3 475	4 214	21%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	37 881	33 240	-12%

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

Quadro 6-110 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	2 199	884	744	1 628	-26%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	14	-42	0	-42	-409%
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 em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	34	0	34	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	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	2 185	893	366	1 258	-42%
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		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	2 185	884	744	1 628	

Quadro 6-111 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)	
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t		23	109	368%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t		180	117	-35%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t		1 703	1 999	17%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t		1 906	2 224	17%

Quadro 6-112 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

		Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)]/(2)
		≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total		
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	622	39	661	1 716	25	1 741	1 479	52	1 531	728	110%
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural	100	5	105	195	11	206					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural				3%	3%						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh	0,0122730	0,0008340	0,0131070	0,0120030	0,0008157	0,0128186					
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j	12 579 571	21 627 295	34 206 866	31 512 472	9 863 801	41 376 273					
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente	35,280899	51,664907	86,945806	69,009438	101,056557	170,065996					
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j	10 412	309	10 721	16 551	62	16 613					
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural			0	3%	3%						
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1	10	1	11	15	0	15	17	1	18	40	-54%
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1	3	1	4	1	0	1	4	2	5	6	-6%
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
E	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	-432	-25	-458	0	
F=A+B+C+D+E	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	634	42	676	1 731	26	1 757	1 933	81	2 013	774	160%
G	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	26	26		
H=F-G	Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	634	42	676	1 731	26	1 757	1 933	54	1 987		

Quadro 6-113 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	2 185	1 258	-42%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	1 906	2 224	17%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	774	2 013	160%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	4 865	5 496	13%

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

Quadro 6-114 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 ≤ 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 > 10 000m ³	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	7 162	1 707	3 807	5 514	-23%
B	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k	204	-82	0	-82	-140%
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 em t-2	0	-992	0	-992	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas activas	0	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	6 958	2 780	2 547	5 327	-23%
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		1 073	-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	6 958	1 707	3 807	5 514	

Quadro 6-115 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t		76	387%
B	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t		594	-33%
C	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t		4 219	2%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t		4 888	3%

Quadro 6-116 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10 ³ EUR												
Proveitos Permitidos 2010			Proveitos Permitidos 2011			Proveitos Permitidos 2010-2011			Tarifas 2009/2010 (2)	Variação % [(1)-(2)]/(2)		
≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	≤ 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total (1)				
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											
	334	48	382	737	42	779	702	69	771	382	102%	
	Componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural											
	60	15	76	118	30	148						
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural											
				3%	3%							
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/Kwh											
	0,0029800	0,0003360	0,0033160	0,0029144	0,0003286	0,0032430						
	Quantidades previstas para o escalão de consumo j											
	28 177 458	58 568 619	86 746 077	73 873 014	23 408 323	97 281 337						
	Componente variável unitária dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural - €/cliente											
	6,771610	69,705263	76,476873	13,245269	136,343494	149,588764						
	Número de clientes médio, previsto para o escalão de consumo j											
	27 967	187	28 154	30 459	31	30 490						
	Factor eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração da função de comercialização de gás natural											
				3%	3%							
B	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participativo, para o escalão de consumo j, previsto para o ano s e s+1											
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano s e s+1											
	28	35	62	28	35	62	55	69	125	16	663%	
D	Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j, reportado ao início de cada período de regulação											
	53	0	53	106	1	107	106	1	107	89	20%	
E	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											
							37	-149	-111	0		
F=A+B+C+D+E	414	83	498	871	77	948	826	287	1 114	487	129%	
G	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	169	169			
H=F-G	414	83	498	871	77	948	826	118	945			

Quadro 6-117 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10⁶ EUR

		Proveitos Permitidos 2009-2010 (1)	Proveitos Permitidos 2010-2011 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	6 958	5 327	-23%
B	Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	4 888	5 053	3%
C	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	487	1 114	129%
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t	12 334	11 494	-7%

6.8 COMPENSAÇÕES ENTRE ENTIDADES REGULADAS

6.8.1 ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os Artigos 86.º, 87.º e 88.º do Regulamento Tarifário em vigor, definem as compensações devidas aos operadores das redes de distribuição (ORD), pela aplicação das tarifas de UGS, de URT e de URD, respectivamente.

A diferença entre os valores previstos facturar pelos ORD por aplicação das tarifas de UGS, URT e URD, e os proveitos a recuperar relativos às tarifas de UGS e de URT e permitidos da actividade de Distribuição no ano gás 2010-2011, são apresentados no Quadro 6-118.

Quadro 6-118 - Compensação entre os ORD repartida por tarifa de UGS, URT e URD no ano gás 2010-2011

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS	URT	URD	Total ORD
Beiragás	-227 808	53 714	-1 778 540	-1 952 634
Dianagás	-1 795	623	730 268	729 096
Duriensegás	-9 412	59 607	1 256 333	1 306 528
Lisboagás	14 467	925 634	8 554 634	9 494 735
Lusitaniagás	45 894	32 777	-6 880 710	-6 802 039
Medigás	-7 947	-8 227	-547 344	-563 519
Paxgás	-1 203	8 685	541 638	549 120
Portgás	48 726	-370 696	-10 778 446	-11 100 416
Setgás	10 839	-747 083	1 059 206	322 962
Sonorgás	805	77 914	3 468 640	3 547 358
Tagusgás	127 436	-32 949	4 374 320	4 468 807
TOTAL	0	0	0	0

No Quadro 6-119 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD e identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores. No ano gás 2010-2011, as compensações entre os ORD ascendem a 20 419 milhares de euros.

Quadro 6-119 - Compensação entre os ORD no ano gás 2010-2011

Unidade: EUR

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

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

De acordo com o previsto no n.º 2 do artigo 64.º do Regulamento Tarifário a REN Gasodutos deverá transferir para o operador de rede de distribuição - Lisboagás GDL - a verba de 2 608 milhares de euros relativa à transferência de fornecimento de gás natural em MP para AP. Esta compensação será operacionalizada, transferindo 2,4216% dos proveitos permitidos da actividade de transporte do operador da rede de transporte do ano gás de 2010-2011, em função da facturação mensal da tarifa de URT.

6.8.3 COMPENSAÇÕES DOS COMERCIALIZADORES

Os proveitos permitidos dos comercializadores são recuperados através das seguintes parcelas:

- Aplicação das TVCF;
- Compensação pela aplicação da Tarifa de Energia, tendo em conta os valores previstos facturar pelos CUR retalhistas por aplicação desta tarifa e os proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural, nos termos do artigo 85.º;
- Compensação pela aplicação da Tarifa de Comercialização, tendo em conta os valores previstos facturar pelos CUR retalhistas por aplicação desta tarifa e os proveitos permitidos das funções de Comercialização, nos termos do artigo 89.º;
- Diferencial positivo ou negativo, dos proveitos da função de comercialização, definido para efeitos do equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso, relativo ao processo de extinção das TVCF, nos termos dos artigos 80.º e 84.ºA a transferir mensalmente pelo ORT, proporcionalmente ao valor facturado com a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Ajustamentos positivos ou negativos da actividade de Compra e Venda de gás natural, dos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de sustentabilidade de mercado, nos termos dos artigos 76.º, 78.º e 82.º a transferir mensalmente pelo ORT, proporcionalmente ao valor facturado com a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 6-120 – Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2010-2011

Unidade: EUR

CUR	Função CVGN CUR		Função Comercialização CUR		Total CUR
	Energia Compens. CUR	UGS II Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CUR	UGS I Equilib. CUR TVCF	
CURg		32 731 911		0	32 731 911
CURgc		1 318 325		1 017 030	2 335 355
Beiragás	14 985	628 565	283 333	130 113	1 056 996
Dianagás	-7 239	262 945	202 147	6 582	464 436
Duriensegás	-37 094	240 886	98 609	58 258	360 658
Lisboagás	-267 102	2 727 524	-951 083	2 597 052	4 106 391
Lusitaniagás	-22 105	-88 913	-1 220 400	1 217 064	-114 354
Medigás	-38 205	293 741	207 634	76 361	539 531
Paxgás	-6 859	-49 366	-9 936	341	-65 820
EDPgás	639 648	6 464 403	266 756	1 316 563	8 687 369
Setgás	-182 054	-483 646	-510 811	616 209	-560 301
Sonorgás	-33 617	-369 917	1 617 287	25 605	1 239 358
Tagusgás	-60 358	-187 041	16 464	154 160	-76 775
TOTAL	0	43 489 418	0	7 215 337	50 704 755

6.8.3.1 TRANSFERÊNCIAS ENTRE ORT E COMERCIALIZADORES

A metodologia utilizada para as transferências entre ORT e comercializadores teve como objectivo a minimização dos fluxos financeiros entre empresas. Considerou-se a transferência para os diversos Grupos empresariais envolvidos, tendo-se seleccionado no Grupo Galp a Lisboagás, por ser a empresa com maior valor a receber por parte do ORT.

O Quadro 6-121 apresenta os valores das transferências devidas a cada CUR, que totalizam 50 705 milhares de euros.

Quadro 6-121 – Transferência entre ORT e comercializadores

Unidade: EUR

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

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

Quadro 6-122 - Transferências mensais em percentagem

	REN UGS I	REN UGS II
CURg	-	75,264%
CURgc	4,966%	3,031%
Lisboagás	11,054%	7,926%
EDPgás	16,815%	12,058%
Sonorgás	2,399%	1,720%
Total	35,234%	100,000%

Os montantes recuperados pelo CUR acima mencionados, deverão ser imputados às respectivas funções, de acordo com o Quadro 6-123.

Quadro 6-123 – Repartição dos montantes recebidos pelo CUR

Unidade: EUR

CURk	Função CVGN CURk		Função Comercialização CURk		Compensação para outros CURk	Total CURk
	Energia Compens. CURk	Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CURk	Equilib. CURk TVCF		
EDPgás	639 648	6 464 403	266 756	1 316 563		8 687 369
Sonorgás	-33 617	-369 917	1 617 287	25 605		1 239 358
Lisboagás	-267 102	2 727 524	-951 083	2 597 052	1 604 370	5 710 761

	Função CVGN CURk		Função Comercialização CURk		Compensação para outros CURk	Total CURk
	Energia Compens. CUR	Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CUR	Equilib. CUR TVCF		
EDPgás	7%	74%	3%	15%		100%
Sonorgás	-3%	-30%	130%	2%		100%
Lisboagás	-5%	48%	-17%	45%	28%	100%

6.8.3.2 TRANSFERÊNCIAS ENTRE E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Tendo em conta o referido no ponto anterior, os fluxos financeiros entre Grupos empresariais foram minimizados passando apenas a existir compensações entre os comercializadores de último recurso retalhista do Grupo Galp e a Tagusgás. O Quadro 6-124 apresenta as compensações entre os CUR retalhistas.

Quadro 6-124 – Compensação entre os CUR retalhistas no ano gás 2010-2011

Unidade: EUR

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