

**TARIFAS E PREÇOS DE  
GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008  
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO  
2007-2008 A 2009-2010**

Maio 2007

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>ENQUADRAMENTO ECONÓMICO .....</b>	<b>9</b>
2.1	Contexto internacional.....	9
2.2	Portugal .....	10
2.2.1	Crescimento económico em 2006.....	10
2.2.2	Previsões económicas .....	11
<b>3</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE .....</b>	<b>13</b>
3.1	Pressupostos.....	13
3.1.1	Taxa de Inflação .....	14
3.1.2	Taxa de remuneração dos activos .....	15
3.1.3	Taxa de actualização do custo com capital .....	18
3.2	Balanço de gás natural.....	19
3.3	Actividades desenvolvidas pela Entidade Concessionária de recepção, armazenamento e regaseificação de gnl .....	21
3.3.1	Actividade .....	21
3.3.2	Pressupostos.....	21
3.3.3	Informação enviada.....	22
3.3.4	Actividade Regulada .....	23
3.3.4.1	Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos .....	24
3.3.4.2	Função de recepção de GNL.....	27
3.3.4.3	Função de Armazenamento de GNL .....	35
3.3.4.4	Função de Regaseificação de GNL .....	43
3.3.4.5	Proveitos permitidos à REN Atlântico .....	53
3.4	Actividades desenvolvidas pela Entidade Concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural .....	65
3.4.1	Actividade .....	65
3.4.2	Pressupostos.....	66
3.4.3	Informação recebida.....	66
3.4.4	Actividades reguladas .....	68
3.4.4.1	Actividade de Transporte de gás natural .....	69
3.4.4.2	Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	81
3.4.4.3	Proveitos permitidos à REN Gasodutos .....	89

---

3.5	Actividades desenvolvidas pelas Entidades Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural .....	95
3.5.1	REN Armazenagem .....	95
3.5.1.1	Enquadramento legislativo da actividade .....	95
3.5.1.2	Informação enviada .....	96
3.5.1.3	Proveitos da REN Armazenagem.....	96
3.5.2	Actividades desenvolvidas pela Transgás Armazenagem, SA.....	104
3.6	Proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008.....	113
<b>4</b>	<b>TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2007-2008.....</b>	<b>117</b>
4.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.....	117
4.1.1	Preços da parcela de recepção de GNL.....	117
4.1.2	Preços da parcela de Armazenamento de GNL .....	118
4.1.3	Preços da parcela de regaseificação de GNL.....	118
4.1.4	Síntese dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	121
4.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	122
4.3	Tarifas de acesso às infra-estruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.....	125
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	125
4.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	125
4.3.3	Tarifas de acesso à RNTGN .....	128
<b>5</b>	<b>FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS.....</b>	<b>129</b>
5.1	Proposta da REN Gasodutos para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT .....	129
5.1.1	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN.....	130
5.1.2	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	133
5.1.3	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo.....	135
5.1.3.1	Autoconsumos no processo de injeção .....	135
5.1.3.2	Autoconsumos no processo de extracção .....	137
5.1.3.3	Autoconsumos em <i>Stand-by</i> .....	139
5.1.3.4	Purgas de gás natural.....	140
5.1.3.5	Proposta da REN Gasodutos.....	140
5.2	Análise da Proposta da REN Gasodutos .....	141
5.2.1	Análise dos Factores de Ajustamento para Perdas e Autoconsumos na RNTGN .....	141

---

5.2.2	Análise dos Factores de Ajustamento para Perdas e Autoconsumos no Terminal de GNL .....	145
5.2.3	Análise dos Factores de Ajustamento para Perdas e Autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo .....	147
5.3	Factores de Ajustamento para Perdas e Autoconsumos nas Redes de Distribuição.....	147
5.4	Factores de Ajustamento para Perdas e Autoconsumos na Infra-estruturas da RPGN .....	148
<b>6</b>	<b>PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2007-2008.....</b>	<b>151</b>
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais.....	151
6.1.1	Enquadramento Regulamentar .....	151
6.2	Propostas apresentadas pelas empresas reguladas .....	153
6.2.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	153
6.2.2	Preços de leitura extraordinária .....	155
6.2.3	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	156
6.3	Valores a vigorar no ano gás 2007-2008 .....	156
6.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	156
6.3.2	Preços de leitura extraordinária .....	158
6.3.3	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	159
<b>7</b>	<b>ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS.....</b>	<b>161</b>
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por actividade.....	161
7.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	162
7.1.2	Tarifa de uso do armazenamento subterrâneo.....	163
7.1.3	Tarifa de Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte.....	165
7.2	Impacte no preço médio das tarifas da RNTIAT .....	167
7.3	Comparação de Preços entre Portugal e Espanha.....	169
7.3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	169
7.3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	173
7.3.3	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	175
7.3.4	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	175
7.4	Impacte sobre a situação financeira das empresas .....	180
	<b>ANEXO I SIGLAS .....</b>	<b>185</b>
	<b>ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES .....</b>	<b>189</b>

---

<b>ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO DE 2007-2008 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010” .....</b>	<b>193</b>
<b>ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO DE 2007-2008 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010” .....</b>	<b>203</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do PIB, em termos reais .....	9
Figura 2-2 - Decomposição do crescimento económico em 2005 e 2006.....	10
Figura 3-1 - Proveitos permitidos para cada cenário na função de Recepção de GNL .....	29
Figura 3-2 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Recepção de GNL.....	30
Figura 3-3 - Custos com FSE por natureza para a função de Recepção de GNL.....	31
Figura 3-4 - Custos com pessoal da função de Recepção de GNL.....	32
Figura 3-5 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Recepção de GNL .....	33
Figura 3-6 - Custo com capital no período da concessão para a função de Recepção de GNL.....	35
Figura 3-7 - Proveitos permitidos para cada cenário na função de Armazenamento de GNL .....	37
Figura 3-8 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Armazenamento de GNL .....	38
Figura 3-9 - Custos com FSE por natureza para a função de Armazenamento de GNL .....	39
Figura 3-10 - Custos com pessoal da função de Armazenamento de GNL .....	40
Figura 3-11 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Armazenamento de GNL.....	41
Figura 3-12 - Custo com capital no período da concessão para a função de Armazenamento de GNL .....	43
Figura 3-13 - Proveitos permitidos para cada cenário na função de Regaseificação de GNL .....	45
Figura 3-14 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Regaseificação de GNL .....	46
Figura 3-15 - Custos com FSE por natureza para a função de Regaseificação de GNL .....	47
Figura 3-16 - Custos com pessoal da função de Regaseificação de GNL .....	48
Figura 3-17 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Regaseificação de GNL .....	49
Figura 3-18 - Custo com capital no período da concessão para a função de Regaseificação de GNL .....	52
Figura 3-19 - Desagregação dos proveitos permitidos para cada cenário na REN Atlântico.....	56
Figura 3-20 - Custos de exploração da REN Atlântico por função e natureza .....	57
Figura 3-21 - Repartição percentual dos custos de exploração da REN Atlântico .....	58
Figura 3-22 - Custos com FSE por natureza para a REN Atlântico.....	59
Figura 3-23 - Custos com pessoal da REN Atlântico.....	60
Figura 3-24 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Atlântico.....	61
Figura 3-25 - Evolução do imobilizado da REN Atlântico, desagregado por imobilizado líquido, em curso, amortizações e participações ao investimento.....	62
Figura 3-26 - Investimentos a efectuar pela REN Atlântico por função .....	63
Figura 3-27 - Custo com capital no período da concessão para a REN Atlântico.....	65
Figura 3-28 - Comparação dos cenários dos proveitos permitidos.....	74

Figura 3-29 - Evolução do imobilizado durante o período da concessão .....	75
Figura 3-30 - Novos investimentos da actividade de Transporte de gás natural.....	76
Figura 3-31 - Custos de exploração da actividade de Transporte de gás natural .....	77
Figura 3-32 - Estrutura dos custos de exploração .....	78
Figura 3-33 - Evolução dos Fornecimentos e serviços externos da actividade de Transporte de gás natural.....	79
Figura 3-34 - Custos com pessoal da actividade de Transporte de gás natural.....	80
Figura 3-35 - Evolução do imobilizado, amortizações e participações durante o período da concessão .....	84
Figura 3-36 - Novos investimentos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	85
Figura 3-37 - Custos de exploração da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema.....	86
Figura 3-38 - Estrutura dos custos de exploração da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema.....	87
Figura 3-39 - Custos com pessoal da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	89
Figura 3-40 - Activo a remunerar da actividade de Acesso à RNTGN .....	90
Figura 3-41 - Custos de exploração da actividade de Acesso à RNTGN.....	92
Figura 3-42 - Repartição percentual dos fornecimentos e serviços externos da actividade de Acesso à RNTGN.....	94
Figura 3-43 - Repartição percentual dos custos com pessoal da actividade de Acesso à RNTGN.....	95
Figura 3-44 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem.....	98
Figura 3-45 - Investimentos na REN Armazenagem .....	101
Figura 3-46 - Decomposição dos custos de exploração, por semestre, no ano gás $t$ .....	102
Figura 3-47 - Decomposição da rubrica Fornecimentos e Serviços Externos, no 1ºano gás.....	103
Figura 3-48 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem, via facturação e transferência através da Transgás Armazenagem .....	104
Figura 3-49 - Decomposição dos montantes previstos facturar pela Transgás Armazenagem.....	109
Figura 3-50 - Repartição dos proveitos por rubricas.....	110
Figura 3-51 – Estrutura dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem.....	110
Figura 3-52 - Autonomia financeira e solvabilidade da Transgás Armazenagem, SA.....	111
Figura 3-53 - Rendibilidade da Transgás Armazenagem, SA.....	112
Figura 5-1 - Evolução dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos na RNTGN para 2005 .....	143
Figura 5-2 - Evolução dos dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos na RNTGN para 2006 .....	143
Figura 5-3 - Evolução dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos no Terminal de GNL de Sines para 2005.....	146
Figura 5-4 - Evolução dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos no Terminal de GNL de Sines para 2006.....	146
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, 2006-2008 .....	163
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, 2006-2008 .....	165

---

Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema/Tarifa de Uso da Rede de Transporte, 2006-2008.....	167
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da RNTIAT, 2006-2008.....	169
Figura 7-5 - Comparação do preço médio de acesso ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (sem penalidade).....	171
Figura 7-6 - Comparação do preço médio de acesso ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (com penalidade).....	172
Figura 7-7 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Espanha e Portugal no ano gás 2007-2008 .....	173
Figura 7-8 - Comparação do preço médio de acesso ao armazenamento subterrâneo entre Portugal e Espanha.....	174
Figura 7-9 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, entre Espanha e Portugal no ano gás 2007-2008 .....	175
Figura 7-10 - Comparação do preço médio de acesso à rede de transporte entre Portugal e Espanha .....	180
Figura 7-11 - Estrutura de receitas da tarifa de transporte, em Espanha (cenário ES3) e Portugal (ano gás 2007-2008).....	180

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas entre 2006-2007 e 2007-2008 .....	2
Quadro 0-2 - Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008 .....	2
Quadro 2-1 - Principais previsões económicas para 2007 e 2008 (75%).....	11
Quadro 3-1 - Previsões para o deflator do PIB .....	14
Quadro 3-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB .....	15
Quadro 3-3 - Custo de capital das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de gás natural e de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	17
Quadro 3-4 - Balanço de gás natural para o gás 2007-2008.....	20
Quadro 3-5 - Pressupostos utilizados nas simulações dos proveitos permitidos .....	26
Quadro 3-6 - Proveitos permitidos para cada cenário .....	27
Quadro 3-7 - Proveitos permitidos para a função de Recepção de GNL .....	28
Quadro 3-8 - Custos de Exploração da função de Recepção de GNL .....	29
Quadro 3-9 - Custos com FSE para a função de Recepção de GNL .....	30
Quadro 3-10 - Custos com pessoal da função de Recepção de GNL.....	31
Quadro 3-11 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na função de Recepção de GNL.....	33
Quadro 3-12 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Recepção de GNL .....	34
Quadro 3-13 - Custo com capital apurado para cada cenário na função de Recepção de GNL .....	34
Quadro 3-14 - Proveitos permitidos para a função de Armazenamento de GNL .....	36
Quadro 3-15 - Custos de Exploração da função de Armazenamento de GNL.....	37
Quadro 3-16 - Custos com FSE para a função de Armazenamento de GNL.....	38
Quadro 3-17 - Custos com pessoal da função de Armazenamento de GNL.....	39
Quadro 3-18 - Investimento a efectuar ao longo do período da concessão na função de Armazenamento de GNL.....	41
Quadro 3-19 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Armazenamento de GNL.....	42
Quadro 3-20 - Diferencial entre o custo com capital apurado para cada cenário na função de Armazenamento de GNL.....	42
Quadro 3-21 - Proveitos permitidos para a função de Regaseificação de GNL .....	44
Quadro 3-22 - Custos de exploração da função de Regaseificação de GNL .....	45
Quadro 3-23 - Custos com FSE para a função de Regaseificação de GNL.....	46
Quadro 3-24 - Custos com pessoal da função de Regaseificação de GNL .....	47
Quadro 3-25 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na função de Regaseificação de GNL .....	50
Quadro 3-26 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Regaseificação de GNL .....	51

---

Quadro 3-27 - Diferencial entre o custo com capital apurado para cada cenário na função de Regaseificação de GNL .....	52
Quadro 3-28 - Proveitos permitidos para a REN Atlântico.....	54
Quadro 3-29 - Desagregação dos proveitos permitidos da REN Atlântico .....	55
Quadro 3-30 - Custos de exploração da REN Atlântico.....	56
Quadro 3-31 - Repartição percentual dos custos de exploração da REN Atlântico .....	57
Quadro 3-32 - Custos com FSE para a REN Atlântico .....	58
Quadro 3-33 - Custos com FSE por natureza para a REN Atlântico .....	59
Quadro 3-34 - Custos com pessoal da REN Atlântico .....	60
Quadro 3-35 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na REN Atlântico.....	62
Quadro 3-36 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da REN Atlântico .....	64
Quadro 3-37 - Diferencial entre o custo com capital apurado para cada cenário na REN Atlântico .....	64
Quadro 3-38 - Pressupostos utilizados nas simulações do cálculo dos Proveitos Permitidos.....	72
Quadro 3-39 - Valores das simulações dos proveitos permitidos.....	73
Quadro 3-40 - Novos investimentos da actividade de Transporte de gás natural previstos para o período da concessão .....	75
Quadro 3-41 - Principais investimentos a realizar pela REN Gasodutos .....	76
Quadro 3-42 - Fornecimentos e serviços externos da actividade de Transporte de gás natural .....	79
Quadro 3-43 - Custos com pessoal da actividade de Transporte de gás natural.....	80
Quadro 3-44 - Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	83
Quadro 3-45 - Novos investimentos previstos para o período da concessão .....	84
Quadro 3-46 - Principais investimentos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	85
Quadro 3-47 - Outros custos operacionais da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	88
Quadro 3-48 - Custos com pessoal da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	88
Quadro 3-49 - Proveitos permitidos para o primeiro ano gás .....	89
Quadro 3-50 - Imobilizado líquido e participações por actividade .....	91
Quadro 3-51 - Investimentos a realizar no período da concessão da actividade de Acesso à RNTGN.....	92
Quadro 3-52 - Custos com fornecimentos e serviços externos da actividade de Acesso à RNTGN .....	93
Quadro 3-53 - Custos com pessoal da actividade de Acesso à RNTGN .....	94
Quadro 3-54 - Variáveis e parâmetros para a definição de proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, da REN Armazenagem.....	97
Quadro 3-55 - Cenários propostos de proveitos permitidos .....	108
Quadro 3-56 - Proveitos permitidos cenário base da ERSE.....	112
Quadro 3-57 - Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008, por actividade.....	113
Quadro 3-58 - Proveitos a proporcionar por aplicação das tarifas no ano gás 2007-2008 .....	114
Quadro 3-59 - Resumo do impacto das decisões da ERSE, no cálculo dos proveitos permitidos para 2007-2008 .....	115
Quadro 4-1 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL .....	118

Quadro 4-2 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL .....	118
Quadro 4-3 - Custo nivelado de regaseificação associado ao carregamento de camiões cisterna ...	120
Quadro 4-4 - Custos incrementais de regaseificação de GNL.....	121
Quadro 4-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	121
Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.....	121
Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito a aplicar nas entregas à RNTGN .....	122
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito a aplicar nas entregas a camiões cisterna .....	122
Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	123
Quadro 4-10 - Cálculo da Percentagem da facturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo recebida pelo Operador de Armazenamento Subterrâneo, Transgás Armazenagem, a transferir mensalmente para o Operador de Armazenamento Subterrâneo, REN Armazenagem.....	124
Quadro 4-11 - Preço de energia da tarifa UGS.....	125
Quadro 4-12 - Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por variável de facturação.....	127
Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por variável de facturação .....	127
Quadro 4-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar nas entregas a redes internacionais, por variável de facturação.....	128
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Acesso à RNTGN, por variável de facturação .....	128
Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Acesso à RNTGN a aplicar nas entregas a redes internacionais, por variável de facturação.....	128
Quadro 5-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos .....	129
Quadro 5-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG em 2005 e 2006 ....	132
Quadro 5-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2005 e 2006.....	134
Quadro 5-4 - Processo de injeção.....	136
Quadro 5-5 - Parâmetros de operação de injeção .....	136
Quadro 5-6 - Factor de ajustamento para o processo de injeção .....	136
Quadro 5-7 - Dados reais disponíveis para a injeção .....	137
Quadro 5-8 - Processo de extracção .....	138
Quadro 5-9 - Operação do sistema de extracção .....	138
Quadro 5-10 - Factor de ajustamento .....	138
Quadro 5-11 - Dados reais de extracção .....	139
Quadro 5-12 - Autoconsumos em <i>Stand-by</i> .....	140
Quadro 5-13 - Factor de ajustamento para o Armazenamento Subterrâneo .....	141
Quadro 6-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural - Proposta dos operadores das redes de distribuição .....	155

---

Quadro 6-2 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	157
Quadro 6-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária .....	158
Quadro 6-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 mil m <sup>3</sup> ).....	159
Quadro 7-1 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, 2006-2008 .....	162
Quadro 7-2 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, 2006-2008 .....	164
Quadro 7-3 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema/Tarifa de Uso da Rede de Transporte, 2006-2008.....	166
Quadro 7-4 - Proveitos, quantidades e preço médio associados às tarifas de uso da RNTIAT, 2006-2008 .....	168
Quadro 7-5 - Receitas do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	171
Quadro 7-6 - Receitas do Armazenamento Subterrâneo.....	174
Quadro 7-7 - Termos da tarifa de transporte e valores médios, em Espanha, do GRUPO 2 e do consumo anual .....	179
Quadro 7-8 – Receitas da rede de transporte.....	179



## 0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Até 2006 o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor. O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no desenvolvimento 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 a elas aplicáveis. Este mesmo Decreto-Lei estabeleceu as disposições relativas à abertura de mercado, atribuindo o direito de escolha de fornecedor, (i) aos produtores de electricidade em regime ordinário a partir de 1 de Janeiro de 2007, (ii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais, a partir de 1 de Janeiro de 2008, (iii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais a partir de 1 de Janeiro de 2009 e (iv) por fim aos demais clientes a partir de 1 de Janeiro de 2010.

A separação de actividades e em particular a separação de propriedade das infra-estruturas de alta pressão (rede de transporte, terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo) da empresa verticalmente integrada veio a ocorrer a 26 de Setembro de 2006. A regulação destas actividades é efectuada pela ERSE, sendo as primeiras tarifas de acesso a estas infra-estruturas fixadas a partir de 1 de Julho de 2007.

As tarifas de acesso às infra-estruturas do terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL), às infra-estruturas de armazenamento subterrâneo e às infra-estruturas da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN), que estarão em vigor entre Julho de 2007 e Junho de 2008 (ano gás 2007-2008), incluem:

- Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Tarifa de Acesso às Redes.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição das tarifas mencionadas bem como os proveitos permitidos associados a estas actividades reguladas e os preços dos serviços regulados para o ano gás 2007-2008. São também apresentados e justificados os parâmetros regulatórios propostos para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010.

No quadro seguinte apresentam-se as variações do preço médio das tarifas de acesso às redes e às infra-estruturas para o ano gás 2007-2008, em relação às tarifas acordadas nos contratos de utilização das infra-estruturas, celebrados entre os respectivos operadores e a Transgás, para o ano gás 2006-2007, aplicáveis até à entrada em vigor das tarifas propostas pela ERSE.

Verifica-se no ano gás 2007-2008 uma alteração da estrutura tarifária definida pela ERSE, nos termos do Regulamento Tarifário publicado em Setembro de 2006, com a utilização de diferentes variáveis de facturação. Os preços médios apresentados são referidos às entregas de gás natural aos utilizadores das infra-estruturas.

**Quadro 0-1 - Variação das tarifas entre 2006-2007 e 2007-2008**

	<b>Varição 2007-2008/2006-2007</b>
<b>Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL</b>	-16,3%
<b>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</b>	-30,3%
<b>Tarifa de Acesso à Rede de alta pressão (Uso da Rede de Transporte + Uso Global do Sistema)</b>	-5,4%

A tarifa de acesso às redes consiste na soma da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso Global do Sistema (associada à coordenação e gestão técnica do Sistema Nacional de Gás Natural).

No Quadro 0-2 apresentam-se os proveitos permitidos propostos para o ano gás 2007-2008 para as actividades reguladas.

**Quadro 0-2 - Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
<b>REN ATLÂNTICO</b>	
Actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	<b>29 426,1</b>
<b>REN GASODUTOS</b>	<b>94 741,1</b>
Actividade de Transporte de gás natural	82 418,7
Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema	12 322,4
<b>REN ARMAZENAGEM</b>	
Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	<b>10 986,1</b>
<b>TRANSGÁS ARMAZENAGEM</b>	
Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	<b>1 962,6</b>
<b>Total dos proveitos permitidos</b>	<b>137 115,9</b>

Durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais continuam a ser homologados pelo Ministério da Economia e Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas. No primeiro semestre de 2008 esta homologação passará a ser da responsabilidade da ERSE. A redução de custos das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo, de recepção de GNL e da rede nacional de transporte, dos valores agora estabelecidos pela ERSE, deverá ser repercutida nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

No segundo ano gás, 2008-2009, a ERSE fixará tarifas de Venda a Clientes Finais, alargando a regulação às actividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra e Venda de Gás Natural.

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida à apreciação do Conselho Tarifário a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2007-2008 e Parâmetros para o período de Regulação 2007-2008 a 2009-2010”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Tendo em consideração o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços a vigorar no ano gás 2007-2008 e dos parâmetros para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010



## 1 INTRODUÇÃO

O ano de 2007 marca o início do estabelecimento de tarifas por actividade regulada pela ERSE no sector do gás natural. De acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE abrange as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de Armazenamento Subterrâneo, de Gestão Técnica Global do Sistema e de Transporte de gás natural.

A cadeia de valor do sistema de gás natural situada em Portugal continental inclui um conjunto vasto de infra-estruturas e actividades, a saber: (i) terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, que permite a injeção de gás natural proveniente de várias origens por via marítima no sistema, (ii) transporte de gás natural em alta pressão, que permite transportar o gás natural desde os pontos de entrada na rede (terminal, interligação com Espanha e armazenamento subterrâneo) até aos pontos de entrega a clientes ligados directamente à rede de transporte ou às redes de distribuição, (iii) gestão global do sistema, que compreende a coordenação técnica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, (iv) armazenamento de gás natural em alta pressão, (v) distribuição de gás natural<sup>1</sup> em média pressão e em baixa pressão, que permite distribuir o gás natural até aos pontos de entrega a clientes e (vi) comercialização de gás natural, que inclui o aprovisionamento de gás natural e a sua venda aos clientes.

As tarifas de acesso estabelecem o pagamento pela utilização de algumas das infra-estruturas e actividades referidas, a saber: (i) a tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, que estabelece o pagamento pela utilização das infra-estruturas do terminal de Sines, (ii) a tarifa de Uso do Armazenamento subterrâneo, que estabelece o pagamento pela utilização das cavernas de armazenagem subterrânea no Carriço, (iii) a tarifa de Uso Global do Sistema, que estabelece o pagamento pela gestão técnica global do sistema nacional de gás natural, e (iv) a tarifa de Uso da Rede de Transporte, que estabelece o pagamento pela utilização da rede interligada de alta pressão, desde os pontos de entrada, terminal de Sines, Valença do Minho e Campo Maior, até aos pontos de saída do gasoduto.

Da adição das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso Global do Sistema resulta a tarifa de Acesso à Rede de alta pressão.

Através do Despacho n.º 19 624-A/2006, de 25 de Setembro, foram aprovados pela ERSE, após consulta pública, os seguintes regulamentos:

---

<sup>1</sup> Algumas redes de distribuição encontram-se isoladas da rede de transporte, sendo o gás introduzido nestas redes sobre a forma liquefeita (GNL) através do seu transporte por via rodoviária a partir dos terminais de GNL.

- Regulamento de Relações Comerciais.
- Regulamento Tarifário.
- Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações.
- Regulamento da Qualidade de Serviço.

As tarifas e preços dos serviços regulados são determinados pela ERSE de acordo com as metodologias estabelecidas, respectivamente, no Regulamento Tarifário e no Regulamento de Relações Comerciais.

A determinação das tarifas e proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008, tem em consideração os valores dos custos e investimentos estimados para o primeiro semestre de 2007 e os previstos para o ano gás 2007-2008, enviados pelas seguintes empresas reguladas:

- REN Atlântico.
- REN Gasodutos.
- REN Armazenagem
- TRANSGÁS Armazenagem

Relativamente à REN Atlântico e à REN Gasodutos, face à forma de regulação das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte de gás natural, respectivamente, a informação enviada contemplou ainda a evolução da base de activos regulaos prevista até final do período de concessão.

Os preços em vigor no primeiro semestre de 2007 foram estabelecidos ao abrigo de três contratos datados de 26 de Setembro de 2006, a saber: (i) o contrato de prestação de serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, estabelecido entre a Transgás e a REN Atlântico, (ii) o contrato de utilização da rede de transporte de gás natural, estabelecido entre a Transgás e a REN Gasodutos e (iii) o contrato de utilização do armazenamento subterrâneo, estabelecido entre a Transgás e a REN Armazenagem.

Estes preços estabelecem o pagamento pela utilização do terminal de GNL, da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural e das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo (RNTIAT) e devem vigorar transitoriamente até à publicação pela ERSE de tarifas de acesso a cada uma destas infra-estruturas da RNTIAT.

As tarifas de acesso calculadas nos termos do Regulamento Tarifário inclui a definição dos pressupostos e a fixação de parâmetros para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010, a determinação das tarifas a vigorar no ano gás 2007-2008 e a caracterização dos impactes das decisões tomadas. Este documento inclui ainda a justificação destes elementos.

---

No que diz respeito à estrutura do presente documento, este apresenta, no capítulo 2, uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram às tarifas e preços a aplicar no ano gás 2007-2008:

- São definidos os pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos, nomeadamente, a taxa de inflação, as taxas de actualização das quantidades utilizadas no cálculo dos alisamentos dos custos com capital das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte de gás, bem como a taxa de remuneração da base de activos regulaos para vigorar durante o primeiro período de regulação, 2007-2008 a 2009-2010.
- São definidos os balanços de gás natural contendo as quantidades que se prevê serem fornecidas no ano gás 2007-2008 e que são utilizadas no cálculo das tarifas.
- São calculados os proveitos permitidos para cada actividade das empresas reguladas no ano gás 2007-2008.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por actividade, para vigorarem no ano gás 2007-2008, que, de acordo com o Regulamento Tarifário, devem ser publicadas pela ERSE.

No capítulo 5 apresentam-se os cálculos e a justificação para os factores de perdas e autoconsumos para cada uma das infra-estruturas a aplicar na determinação da quantidade de gás natural que os agentes de mercado devem colocar à entrada das diferentes infra-estruturas da RNTIAT, das Unidades Autónomas de GNL (UAG), e das redes de distribuição em MP e em BP, e consequentemente, na determinação das tarifas no ano gás 2007-2008, de acordo com o Regulamento Tarifário.

No capítulo 6 apresentam-se os preços dos serviços regulados para o gás natural, a vigorar no ano gás 2007-2008, de acordo com o Regulamento de Relações Comercias.

Por último no capítulo 7 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas, bem como uma comparação de preços entre Portugal e Espanha.

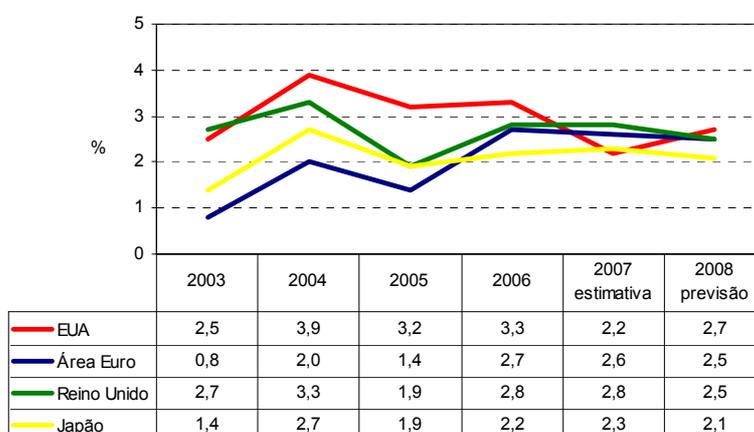


## 2 ENQUADRAMENTO ECONÓMICO

### 2.1 CONTEXTO INTERNACIONAL

A Figura 2-1 apresenta a evolução do PIB, em termos reais, entre 2003 e 2008, de acordo com as previsões económicas efectuadas pela CE em Maio.

Figura 2-1 - Evolução do PIB, em termos reais



Fonte: Comissão Europeia, Previsões da Primavera, Maio 2007

Segundo a CE, a economia mundial continuará a crescer de uma forma robusta tanto em 2007 como em 2008, no entanto, esse crescimento traduzir-se-á em taxas de crescimento mais moderadas, por comparação com o ano de 2006. Desta forma, as previsões apresentadas na figura anterior para as principais economias reflectem a perspectiva defendida por esta instituição, ao apresentarem para todas, um crescimento em 2008 inferior ao verificado em 2006.

Os riscos inerentes às previsões apresentadas poderão conduzir a uma revisão em baixa do crescimento económico das principais economias. Estes riscos provêm da possibilidade de uma correcção mais acentuada no mercado imobiliário norte-americano, da possível continuação da volatilidade dos mercados financeiros obrigando a uma correcção dos activos com maior risco, da possibilidade de pressões inflacionistas, particularmente decorrentes de variações nos preços do petróleo e duma correcção abrupta de desequilíbrios macroeconómicos, especialmente relacionada com o elevado défice externo dos EUA.

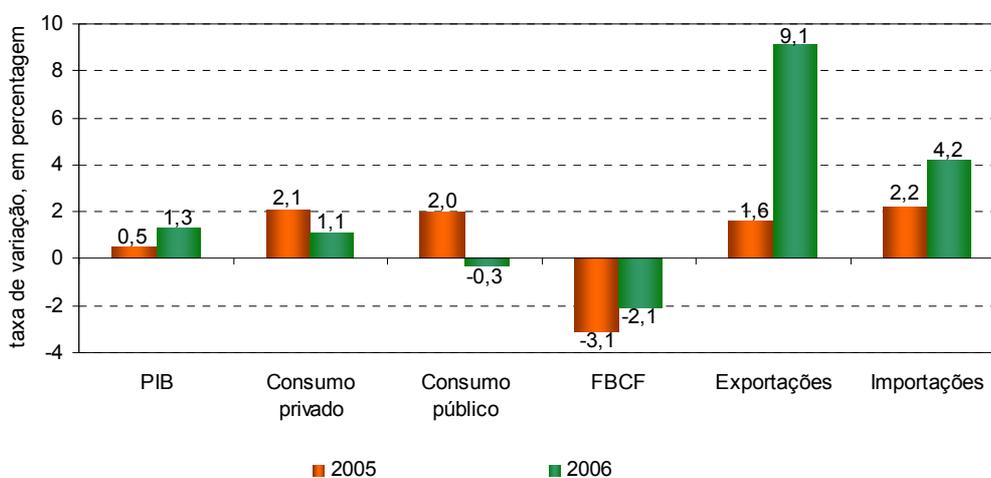
## 2.2 PORTUGAL

### 2.2.1 CRESCIMENTO ECONÓMICO EM 2006

A economia portuguesa caracterizou-se em 2006 pela manutenção da trajetória de recuperação gradual do crescimento económico iniciado nos dois anos anteriores, após a recessão económica verificada em 2003. Enquanto que em 2005, a economia portuguesa apresentou sinais de um abrandamento económico, evidenciando um crescimento, em termos reais, de apenas 0,5%, o crescimento económico apresentado em 2006 traduz-se num retorno à taxa de crescimento ténue evidenciado em 2004, em que a economia portuguesa apresentou um crescimento de 1,3%, face ao período recessivo sentido em 2003.

A Figura 2-2 apresenta a evolução da decomposição do produto interno bruto em 2005 e 2006, de acordo com os dados disponíveis do Banco de Portugal.

**Figura 2-2 - Decomposição do crescimento económico em 2005 e 2006**



Fonte: Boletim Económico; Banco de Portugal, Primavera 2007

O dinamismo evidenciado pelas exportações em 2006, apresentando uma taxa de crescimento, em volume, de 9,1% face ao ano anterior, contribuiu em grande medida para um crescimento real do produto interno bruto de cerca de 1,3%, em 2006. O andamento evidenciado pelas exportações, em 2006, é justificado pelo aumento de quota de mercado em países fora da União Europeia e pelo dinamismo evidenciado pelos principais parceiros comerciais da Área do Euro.

Tanto o consumo privado como o consumo público apresentam um comportamento em linha com a evolução do rendimento disponível e o processo de consolidação orçamental actualmente em vigor. Um

crescimento mais moderado do consumo privado é justificado pelas sucessivas subidas das taxas de juro e pelo aumento da carga fiscal.

À semelhança dos anos anteriores, o ritmo de expansão da actividade económica portuguesa é bastante inferior ao ritmo evidenciado na Área do Euro, pelo que o processo de convergência entre a economia portuguesa e as economias pertencentes à Área do Euro é, uma vez mais, adiado.

## 2.2.2 PREVISÕES ECONÓMICAS

No Quadro 2-1 apresentam-se as mais recentes previsões económicas efectuadas para a economia portuguesa pelo Ministério das Finanças e Administração Pública (MFAP), no âmbito da actualização do Programa de Estabilidade e Crescimento para o período compreendido entre 2006 e 2010, pelo Banco de Portugal, pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) e pela Comissão Europeia (CE).

**Quadro 2-1 - Principais previsões económicas para 2007 e 2008 (75%)**

	2007				2008			
	MFAP <sup>1</sup>	B. Portugal <sup>2</sup>	FMI <sup>3</sup>	CE <sup>4</sup>	MFAP <sup>1</sup>	B. Portugal <sup>2</sup>	FMI <sup>3</sup>	CE <sup>4</sup>
crescimento real em %								
PIBpm	1,8	1,8	1,8	1,8	2,4	2,1	2,1	2,0
Consumo Privado	1,3	1,5	-	1,3	2,0	1,7	-	1,5
Consumo Público	-1,3	0,0	-	-0,1	-1,5	0,3	-	0,3
FBCF	1,9	0,0	-	0,4	4,0	3,9	-	2,9
Exportações Bens e Serviços	7,2	6,2	-	6,8	6,8	6,1	-	5,9
Importações Bens e Serviços	3,7	3,5	-	3,6	4,3	4,7	-	4,2
Contributo em p.p.								
Exportações líquidas	0,8	0,6	-	-	0,5	0,1	-	-
Procura interna	1,0	1,2	-	-	1,9	2,0	-	-
taxa de variação anual em %								
Deflador do PIB	2,6		3,0	2,7	2,6		2,4	2,5
Deflador do Consumo Privado	2,2			2,3	2,2			2,3
IHPC*	2,1	2,3		2,3	2,1	2,4		2,3
em % população activa								
Taxa de Desemprego	7,5		7,4	7,7	7,2		7,3	7,5

Nota: \* A previsão do Ministério das Finanças, no Programa de Estabilidade e Crescimento, é referente ao IPC.

Fonte: 1 - Programa de Estabilidade e Crescimento 2006-2010 - actualização de Dezembro de 2006, Ministério das Finanças e da Administração Pública, Dezembro 2006

2 - Boletim Económico, Banco de Portugal, Inverno 2006

3 - World Economic Outlook, FMI, Abril 2007

4 - Previsões da Primavera, CE, Maio 2007

Os organismos mencionados anteriormente são unânimes ao preverem uma gradual recuperação do ritmo de crescimento da economia portuguesa tanto em 2007 como em 2008 sendo que, apenas o

---

MFAP<sup>2</sup> apresenta um valor ligeiramente diferente dos restantes organismos, na sua previsão para o crescimento económico de 2008.

De acordo com o MFAP e o Banco de Portugal, o padrão de crescimento económico em 2007 e 2008 basear-se-á não tanto no contributo da procura externa, tal como o sucedido nos anos anteriores, mas essencialmente no dinamismo a evidenciar pela procura interna. A evolução da formação bruta de capital fixo desempenhará um papel importante no contributo, em pontos percentuais, da procura interna para o crescimento económico, ao apresentar pela primeira vez nos últimos dois anos, um crescimento real positivo e expressivo de cerca de 4,0% em 2008. Estima-se que este dinamismo basear-se-á essencialmente na evolução positiva do investimento em habitação e do investimento empresarial.

Os sucessivos aumentos das taxas de juro conduzirão a uma evolução do consumo privado em linha com a evolução do rendimento disponível real, situação inversa à ocorrida nos anos anteriores.

Apesar do contributo estimado das exportações líquidas em 2007 e 2008, em pontos percentuais, ser inferior ao contributo verificado em 2006, a componente que apresentará um maior dinamismo na procura global será as exportações.

De acordo com o MFAP, o deflator do PIB, o deflator do consumo privado e o Índice de Preços no Consumidor em 2008 não apresentarão uma variação face aos valores estimados para 2007 enquanto que, tanto o FMI como a CE prevêem uma descida no deflator do PIB em 2008 para um nível inferior ao considerado pela MFAP, para igual período.

A recuperação da expansão da actividade económica conduzirá, segundo o MFAP, o FMI e a CE, a um decréscimo da taxa de desemprego em 2008.

A evolução futura do preço do petróleo, uma correcção brusca dos desequilíbrios macroeconómicos globais, em que se assume como um particular factor de risco a correcção do défice externo da economia norte-americana, e o dinamismo futuro das exportações serão determinantes para a apresentação de um crescimento da economia portuguesa em linha com as projecções destes organismos.

---

<sup>2</sup> Na apresentação das “Grandes Opções do Plano 2008” em Maio, o MFAP mantém inalteradas as projecções de crescimento do PIB para 2007 e 2008.

### **3 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE**

#### **3.1 PRESSUPOSTOS**

No presente capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para as actividades reguladas da REN Gasodutos, da REN Atlântico, da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem.

Definem-se os pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para o 1º ano gás e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de gás natural, para os custos e para os investimentos nas várias actividades reguladas.

No quadro de alteração organizacional que caracterizou o sector energético em 2006, a ERSE reconhece o esforço desenvolvido pelas novas empresas que integram o grupo REN na prestação da informação tendo em vista a determinação dos proveitos para o primeiro ano gás, 2007-2008.

No entanto, a informação enviada pelas referidas empresas não contemplou, em termos de contas reguladas, o formato previsto no Regulamento Tarifário, nomeadamente, o balanço estimado de início do ano gás 2007-2008, e a correspondente demonstração de resultados, devidamente auditados, para cada actividade regulada, acompanhados das necessárias justificações para os valores que os compõem. O mesmo se aplica aos balanços e demonstrações previsionais para o ano gás 2007-2008.

Nesse sentido, a ERSE fica a aguardar o envio dessas peças contabilísticas, bem como das justificações para os valores enviados, que constituirão as contas reguladas formais.

A ERSE encontra-se a preparar normas contabilísticas complementares com a formatação da informação a ser enviada pelas empresas para o ano gás 2008-2009.

Os valores dos proveitos permitidos para o 1º ano gás para as actividades das empresas reguladas são calculados com base em valores pressupostos para:

- Taxa de inflação.
- Taxa de remuneração dos activos regulados.
- Taxa de actualização do custo com capital.

### 3.1.1 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 estabelecidas na economia, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

O deflator do PIB é por esta forma, utilizado para actualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o 1º ano gás. Dado que o 1º ano gás é compreendido entre o 2º semestre de 2007 e o 1º semestre de 2008, o deflator do PIB a considerar para o 2º semestre do ano gás, ou seja, para o 1º semestre de 2008, corresponde ao deflator do PIB para o ano de 2008.

As previsões de organismos internacionais e nacionais para o deflator do PIB, para Portugal, são apresentadas no Quadro 3-1.

**Quadro 3-1 - Previsões para o deflator do PIB**

Unidade: %

	OCDE <sup>[1]</sup>	MFAP <sup>[2]</sup>	FMI <sup>[3]</sup>	CE <sup>[4]</sup>
2007	1,8	2,6	3,0	2,7
2008	1,8	2,6	2,4	2,5

Fontes:

<sup>[1]</sup> OCDE – “Economic Outlook, n.º 80, Novembro/2006”.

<sup>[2]</sup> MFAP – Programa de Estabilidade e Crescimento 2006-2010 - actualização de Dezembro de 2006, Dezembro 2006.

<sup>[3]</sup> FMI – World Economic Outlook, Abril/2007.

<sup>[4]</sup> CE – “European Economy”, previsões primavera 2007.

As previsões apresentadas pelas empresas encontram-se sintetizadas no Quadro 3-2.

**Quadro 3-2 - Previsões das empresas para o deflador do PIB**

Unidade: %

	REN Gasodutos	REN Atlântico	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem
2008	2,2	2,2	2,2	2,2

A taxa de inflação adoptada pela ERSE para o 1º ano gás, de 2,2% situa-se no intervalo das previsões mais recentes para Portugal, em linha com a proposta enviada pelas empresas.

### 3.1.2 TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS ACTIVOS

No âmbito do processo de reestruturação que o sector energético em Portugal tem vindo a atravessar, iniciado com a Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 68/2003, de 10 de Maio, e retomada com a RCM n.º 169/2005, de 24 de Outubro, pode caracterizar-se 2006 como tendo sido o ano crucial na conclusão do desenho do novo quadro organizacional pretendido para os sectores da electricidade e do gás natural.

Com efeito, e no que ao sector do gás natural diz mais concretamente respeito, a publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, e do Decreto-Lei n.º 142/2006, de 26 de Junho, veio estabelecer o enquadramento e os regimes jurídicos das actividades que integram o sector, definindo, ao mesmo tempo, as entidades a quem, por concessão de serviço público a atribuir pelo Estado Português, ficariam afectas.

Entretanto, a RCM n.º 85/2006, de 30 de Junho, veio determinar a realização de um conjunto de alterações na estrutura societária da REN (sigla que passou a significar Redes Energéticas Nacionais), de modo a adequar a organização à integração dos activos regulados do sector do gás natural associados às actividades de transporte de gás natural em alta pressão e de armazenamento subterrâneo de gás natural, pertencentes, à data, à Transgás, S.A., bem como os activos de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), até então pertencentes à Transgás Atlântico, S.A. Esta transferência de activos para a REN, ao abrigo desta RCM viria, efectivamente, culminar em 26 de Setembro, data do início de actividade das três novas sociedades, respectivamente, REN Gasodutos, S.A., REN Armazenagem, S.A. e REN Atlântico, S.A..

A constituição destas sociedades permitiu, assim, estabilizar o novo quadro empresarial da REN possibilitando as condições necessárias para o desencadeamento pelo Estado Português, detentor da maioria do capital social da REN, de uma operação de reprivatização do capital social da REN baseada numa oferta pública de venda e na modalidade da venda directa de acções a instituições financeiras,

numa percentagem não superior a 19%, conforme disposto no Decreto-Lei n.º 228/2006, de 22 de Novembro.

Todo este desenvolvimento não deve ser desenquadrado do processo de regulamentação do sector do gás natural desencadeado pela ERSE em 22 de Junho de 2006, através de uma consulta pública que culminou, em 25 de Setembro, com a publicação, em Diário da República, do Despacho da ERSE n.º 19 624-A/2006 que contém os quatro regulamentos basilares que orientam e enquadram todas as acções desenvolvidas pela ERSE no âmbito da regulação no sector do gás natural: Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento Tarifário; Regulamento do Acesso às redes, às Infra-Estruturas e às Interligações e Regulamento da Qualidade de Serviço.

Apesar das matérias abrangidas por cada um dos referidos regulamentos condicionarem o processo de reprivatização anteriormente mencionado, ainda em curso, o que tem mais impacte é, seguramente, o Regulamento Tarifário. Este regulamento contém as regras que determinam os proveitos das empresas com actividades sujeitas a regulação e, por consequência, as tarifas reguladas de gás natural a pagar pelos clientes finais. Estes elementos são fundamentais em todo o processo por que a REN tem vindo a passar, quer quando da valorização dos activos transferidos da Transgás que deram origem às novas empresas da REN, quer, actualmente, com a divulgação das primeiras tarifas de acesso às infra-estruturas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, às infra-estruturas da rede de transporte de gás natural e às instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural.

Publicado o Regulamento Tarifário e conhecida a forma de regulação aplicada a cada actividade regulada acima referida, ainda em 2006, a ERSE foi desde logo confrontada, face aos diversos processos em curso anteriormente mencionados, com a necessidade de calcular um intervalo de valores indicativos para o custo de capital associado à remuneração da base de activos regulados de cada uma das infra-estruturas que posteriormente vieram a dar origem às novas empresas da REN.

Nesse sentido, em Julho de 2006 a ERSE apresentou ao Conselho Tarifário, para conhecimento, o documento “Custo de capital das actividades reguladas do sector gás natural – Estudo preliminar”, onde para além de um intervalo de valores para as referidas infra-estruturas, apresentava também um intervalo de valores para o custo de capital das actividades desenvolvidas pelas empresas de distribuição de gás natural.

O Conselho Tarifário emitiu um parecer positivo em relação à metodologia e aos resultados apresentados no que respeitava aos activos regulados a transferir para a REN.

Em Setembro, a ERSE procedeu à conclusão do referido estudo, actualizando unicamente os cálculos que determinavam o intervalo de valores para o custo de capital das actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, de transporte de gás natural e de armazenamento subterrâneo de gás natural. Este estudo intitulado “Custo de capital das actividades reguladas do sector

do gás natural” faz parte integrante das tarifas para o ano gás 2007-2008, constituindo um dos documentos anexos ao presente documento

Tendo por base esse estudo foi assumido pela ERSE que o custo de capital para remunerar os activos das novas sociedades a criar pela REN seria de 8%, valor médio para que apontava o intervalo de valores, razão pela qual não se procedeu a qualquer actualização desse documento.

Nesse sentido, toda a metodologia de cálculo encontra-se descrita e justificada no referido documento pelo que se remete para a sua consulta.

Apesar disso, cabe aqui referir que o método de cálculo do custo de capital utilizado foi o do custo de capital médio ponderado (WACC), tendo sido o *CAPM, Capital Asset Pricing Model* a metodologia utilizada na determinação do custo de capital próprio.

Com base nestas metodologias apuraram-se os valores para o intervalo do custo de capital das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de gás natural e de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, conforme se apresenta no Quadro 3-3.

**Quadro 3-3 - Custo de capital das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de gás natural e de Armazenamento Subterrâneo de gás natural**

		Valor mínimo	Valor máximo
Variação de preços	A	2,50%	2,50%
Taxa de juro real sem risco	B	1,75%	2,00%
Taxa de juro nominal sem risco	$C=(1+A) \times (1+B)-1$	4,29%	4,55%
Prémio de dívida	D	0,65%	0,65%
Custo da dívida antes de impostos	$E=C+D$	4,94%	5,20%
Custo da dívida depois de impostos	$F=Ex(1-L)$	3,58%	3,77%
Gearing (Capital próprio/Capital próprio + Dívida)	G	0,46	0,46
Prémio de risco do capital próprio	H	3,75%	4,00%
Beta do capital próprio	I	1	1
Custo do capital próprio depois de impostos	$J=C+(H \times I)$	8,04%	8,55%
Taxa de imposto	L	27,50%	27,50%
Custo do capital próprio antes de impostos	$K=J/(1-L)$	11,09%	11,79%
Custo de capital antes de impostos	$M=(Ex[1-G])+(K \times G)$	7,8%	8,2%

Assim, o valor da taxa de remuneração a considerar para todas as actividades reguladas da REN Atlântico, da REN Gasodutos e da REN Armazenagem, para o primeiro período de regulação do sector do gás natural, 2007-2008 a 2009-2010, é de 8%.

### 3.1.3 TAXA DE ACTUALIZAÇÃO DO CUSTO COM CAPITAL

As actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte de gás natural desenvolvidas, respectivamente, pela concessionária de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL em terminal de GNL, a REN Atlântico, S.A. (REN Atlântico) e pela concessionária de transporte de gás natural em alta pressão através da Rede Nacional de Transporte de gás natural, a REN Gasodutos, S.A. (REN Gasodutos) são reguladas por custos aceites em base anual, com ajustamentos e custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental com dois anos de desfasamento, conforme metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário do sector do gás natural.

Os custos aceites em base anual na determinação dos proveitos permitidos das referidas actividades associados a esta forma de regulação, resultam da soma dos custos de exploração que lhes são afectos com os custos com capital, previstos para o ano gás.

Estes custos com capital previstos para o ano gás decorrem, por sua vez, do produto de um custo de capital unitário pelas quantidades de gás natural que se prevê serem processadas em cada infra-estrutura.

O custo com capital unitário relativo a cada infra-estrutura, é resultado do quociente entre o valor actualizado da soma dos valores anuais da remuneração da base de activos regulados – produto da taxa de remuneração, em vigor em cada período de regulação, pelo valor dos activos imobilizados não financeiros em exploração deduzidos de amortizações acumuladas e das participações aos investimentos, também deduzidas de amortizações – com as amortizações<sup>3</sup>, até final do período de concessão, e o valor actualizado da soma das quantidades previstas processar, igualmente até final do período de concessão.

Estes custos com capital resultam, assim, num valor anual alisado, função da evolução dos consumos de gás natural até final da concessão, cujo perfil de recuperação dos custos com os investimentos a efectuar ao longo do projecto traduz uma repartição entre utilizadores actuais e futuros de cada uma das infra-estruturas, ao mesmo tempo que assegura o equilíbrio económico e financeiro.

Nesse sentido, e como referido, a actualização quer dos custos quer das quantidades de gás natural assenta na utilização de uma taxa de actualização (ou taxa de desconto). De acordo com o estipulado nas respectivas fórmulas de cálculo dos proveitos permitidos, esta taxa de actualização é a taxa de remuneração.

---

<sup>3</sup> Amortizações do exercício deduzidas das amortizações das participações ao investimento.

O Regulamento Tarifário prevê, no entanto, nas disposições transitórias, que no caso dos proveitos permitidos por aplicação das referidas fórmulas resultarem tarifas de gás natural para o primeiro ano gás que conduzam a uma variação tarifária significativa face às tarifas de gás natural em vigor, a ERSE pode ajustar os perfis de recuperação dos custos com capital, de modo a ser possível ao fim de um período de tempo a estabelecer, convergir para o perfil inicial de recuperação dos custos.

Na verdade, os valores dos proveitos permitidos das referidas actividades, no ano gás 2007-2008 (1º ano gás), decorrentes da aplicação das fórmulas previstas no regulamento conduzem a uma descida das tarifas de gás natural de utilização das respectivas infra-estruturas não compatível com a manutenção do equilíbrio económico e financeiro dessas actividades, pelo que a ERSE, ao abrigo das mencionadas disposições transitórias, alterou o perfil de recuperação dos custos com capital das actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e de transporte de gás natural, por actuação nas taxas de actualização do valor actual das quantidades de gás natural movimentadas em cada infra-estrutura.

A alteração do valor deste parâmetro justifica-se, igualmente, face à informação mais recente quanto à incerteza subjacente nas previsões das quantidades de gás natural a movimentar efectuadas até ao final do período de concessão, que no caso presente compreende 40 anos. Esta incerteza decorre fundamentalmente do comportamento que os consumos de gás natural no mercado eléctrico, fortemente dependentes quer do preço do gás natural, quer do peso da produção com recurso às energias renováveis, nomeadamente, hídrica e eólica, na estrutura da produção de energia eléctrica. Este facto, sendo aplicável às quantidades de gás natural previstas transportar nos gasodutos terá, ainda, mais impacto nas previsões de quantidades regaseificadas no terminal de GNL.

Assim, a ERSE considera que os valores de 15% e 11%, prémios de risco de 7% e de 3%, para as taxas de actualização das quantidades de gás natural a processar, respectivamente, no terminal de GNL e nos gasodutos, incorporam a referida incerteza das previsões, vigorando para o primeiro período de regulação do sector do gás natural, 2007-2008 a 2009-2010.

### **3.2 BALANÇO DE GÁS NATURAL**

A REN Gasodutos, no exercício da sua função de Gestor Técnico do Sistema enviou à ERSE duas previsões de balanço previsional de gás natural para o ano gás 2007-2008, que se apresentam no Quadro 3-4.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

**Quadro 3-4 - Balanço de gás natural para o gás 2007-2008**

	Balanço de gás natural no ano gás 2007-2008			
	Programa clientes		Previsão REN	
	Mm <sup>3</sup> (n)	GWh [PCS = 11,9 kWh/m <sup>3</sup> (n)]	Mm <sup>3</sup> (n)	GWh [PCS = 11,9 kWh/m <sup>3</sup> (n)]
Entradas de gás natural na RNTGN				
Entregas em Campo Maior	2 725	32 429	2 663	31 686
RNTGN	2 362	28 113	2 300	27 370
Trânsito	363	4 316	363	4 316
Emissão do Terminal para a RNTGN	2 330	27 729	2 113	25 145
Armazenamento Subterrâneo - Extracção	12	143	12	143
Total de entradas na RNTGN	5 067	60 301	4 788	56 974
Saídas de gás natural da RNTGN				
Saídas GRMS	4 613	54 895	4 313	51 319
Saída Valença - Trânsito	363	4 316	363	4 316
Armazenamento Subterrâneo - Injecção	87	1 035	108	1 285
Total de saídas da RNTGN	5 063	60 246	4 783	56 920
(Entradas-Saídas)/Saídas [%]	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Entregas do Terminal às UAG	39	462	39	462

Estas previsões enviadas pela REN foram enviadas em momentos distintos tendo, cada uma delas, subjacente perspectivas diferentes de evolução dos consumos de gás natural para o ano gás 2007-2008: enquanto que a previsão inicial foi efectuada tendo por base a óptica dos comercializadores, a segunda, mais recente, traduz a visão do operador da rede de transporte.

Tendo em vista validar esta informação, a ERSE desenvolveu dois trabalhos – “Caracterização da procura de Gás Natural para o ano gás 2007-2008” e “Análise do consumo de gás natural para o ano gás 2007-2008” – que constituem dois anexos ao presente documento fazendo dele parte integrante, em que se justifica a decisão da ERSE em aceitar os valores constantes na última previsão da REN acima referida, como as quantidades de gás natural de referência utilizadas no cálculo das tarifas relativas a cada infra-estrutura na ano gás 2007-2008.

### **3.3 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL**

#### **3.3.1 ACTIVIDADE**

Com o objectivo de construir um terminal de recepção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), foi constituída em Abril de 1999 a Transgás Atlântico – Sociedade Portuguesa de gás natural liquefeito, S.A., que em Outubro de 2000 estabelece com a Transgás, um contrato de prestação dos serviços de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Em 2004 inicia-se a exploração comercial do terminal de Sines, entretanto construído para permitir o desempenho das actividades a que se propunha a Transgás Atlântico.

Em 2006, o Decreto-Lei nº 30/2006 de 15 de Fevereiro, estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, determinando a separação jurídica das actividades inerentes ao sector. A Resolução do Conselho de Ministros nº 85/2006 de 30 de Junho, autoriza a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. a constituir sociedades para explorar em regime de concessão, as actividades de Transporte de gás natural em alta pressão, de Armazenamento Subterrâneo e de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. É neste sentido que é criada a REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A., que em regime de concessão de serviço público, por um período de 40 anos, com início em 27 de Setembro de 2006, desenvolve a actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Para tal, a REN Atlântico obriga-se a exercer a exploração, manutenção e expansão das infra-estruturas do terminal, assegurar a interoperacionalidade com o concessionário da rede de transporte através da emissão de gás natural em alta pressão para a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) e proceder à carga e expedição de GNL em camiões cisterna e navios metaneiros.

De acordo com o Regulamento das Relações Comerciais aprovado pelo Despacho nº 16 624-A/2006, de 1 de Setembro de 2006, a REN Atlântico, na qualidade de operadora do terminal, teve de proceder à separação contabilística das funções de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

#### **3.3.2 PRESSUPOSTOS**

O cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008 teve por base os seguintes pressupostos:

- Taxa de inflação – 2,2%
- Taxa de remuneração do capital – 8%

- Taxa de actualização do activo – 8%
- Taxa de actualização das quantidades de gás natural – 15%

### 3.3.3 INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela REN Atlântico à ERSE não esteve de acordo com as necessidades expressas no artigo 124º do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural. Esta situação resultou, não só, do curto espaço de tempo que mediou entre a constituição da nova sociedade e a data estabelecida para envio de informação à ERSE, bem como da inevitável morosidade que um processo de transição de uma sociedade comercial, como o que esteve na origem da REN Atlântico, sempre envolve.

Colocada perante estes factos a ERSE acordou com a REN Atlântico que para este primeiro ano gás de 2007-2008 fosse enviada a informação mínima que permitisse o cálculo dos proveitos permitidos da actividade regulada do operador do terminal de GNL. Neste sentido, a informação disponibilizada foi a seguinte:

- Valores dos activos imobilizados, amortizações e participações ao investimento, desagregados pelas funções de Recepção, Armazenamento e de Regaseificação, para todos os anos da concessão, evidenciando os activos afectos às ilhas para abastecimento de camiões cisterna.
- Valores previsionais de investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados pelas funções de Recepção, Armazenamento e de Regaseificação, para todos os anos da concessão, evidenciando os valores afectos às ilhas para abastecimento de camiões cisterna.
- Valores previsionais de custos e de proveitos para o 1º ano gás (2º semestre de 2007-1º semestre de 2008), bem como as previsões referentes ao 1º semestre de 2007, desagregadas pelas funções reguladas.
- Taxa de inflação utilizada.
- Chave de repartição dos custos comuns, por função.
- Chave de repartição dos imobilizados e investimentos comuns, por função.

Uma regulação baseada em custos aceites, como é o caso de todas as funções da REN Atlântico, pressupõe que todos os custos de exploração e investimentos propostos sejam devidamente justificados, facto que não ocorreu com a informação enviada.

Importa no entanto salientar a boa colaboração demonstrada pela empresa no esclarecimento de dúvidas que surgiram.

Sendo este o primeiro ano de regulação do sector do gás natural, e não havendo uma base de comparação sólida, foram aceites na integra os custos de exploração previstos para o ano gás 2007-2008, que decorre entre Julho de 2007 e Junho de 2008, bem como os investimentos propostos para o período da concessão, cujo termo ocorrerá em 2046.

### 3.3.4 ACTIVIDADE REGULADA

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que a actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, exercida pelo operador de terminal, seja constituída pelas seguintes funções:

- Recepção de GNL;
- Armazenamento de GNL;
- Regaseificação de GNL.

No entanto, para efeito de cálculo dos proveitos permitidos, os custos e activos imobilizados associados às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisterna foram tratados como de uma função se tratasse.

O período de regulação é de 3 anos, durante os quais se mantém a taxa de remuneração aplicada aos activos imobilizados não financeiros em exploração líquidos de amortizações e de participações ao investimento (base de activos remuneráveis). Os proveitos permitidos são calculados anualmente, para cada ano gás que compreende o período que decorre entre 1 de Julho a 30 de Junho do ano seguinte.

No cálculo dos proveitos permitidos para cada função, são considerados os custos com capital, que englobam a remuneração da base de activos remuneráveis e as amortizações e os restantes custos operacionais, valores aceites em base anual com ajustamentos com dois anos de diferimento.

O custo com capital considerado em cada ano gás resulta do produto de um custo com capital unitário constante calculado até final do período da concessão pelas quantidades de gás natural previstas serem regaseificadas no terminal de GNL e injectadas na rede de transporte de gás natural.

O referido custo com capital unitário constante (ou alisado), no caso deste primeiro ano gás, resulta do quociente entre os valores actualizados, para o início do ano gás, da soma das amortizações anuais com a remuneração da base de activos remuneráveis, e das quantidades anuais de gás que se prevê injectar pelo terminal de GNL na rede de transporte de gás natural. Este cálculo é efectuado tendo por base as previsões anuais até final do período da concessão, com início no primeiro ano gás (1 de Julho de 2007).

Os proveitos da função de regaseificação de GNL integram ainda os referidos custos associados às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisterna. Estes correspondem ao valor dos custos de exploração e dos custos com capital referentes a estas instalações que não são objecto de alisamento, correspondendo, assim, à soma da remuneração anual da base de activos remuneráveis com as amortizações previstas para cada ano gás.

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a aplicar pelo operador de terminal de GNL, tendo em conta as diversas variáveis de facturação, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

#### 3.3.4.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Para apuramento dos proveitos permitidos para cada uma das funções da actividade de Recepção, Armazenamento e de Regaseificação de GNL, foram construídos vários cenários de simulação de proveitos permitidos, dos quais se destacam três:

- a) Cenário base, com alisamento do custo com capital a 40 anos e taxas de remuneração e de actualização de 8%;
- b) Cenário sem alisamento do custo com capital;
- c) Cenário adoptado, designado por “Ano gás 2007-2008”, com alisamento a 40 anos e diferenciação da taxa de actualização das quantidades de gás natural.

Os dois cenários escolhidos como termo de comparação do cenário adoptado resultam de serem os cenários com proveitos permitidos extremos. O cenário base resulta da aplicação directa da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos prevista no Regulamento Tarifário. Os proveitos calculados sem alisamento resultam da aplicação da fórmula de regulação tradicional de regulação por custos aceites em base anual com a aplicação de uma taxa de remuneração, equivalente à do custo de capital, sobre a base de activos regulados.

Estas duas formas de cálculo dos proveitos permitidos diferem unicamente no modo de cálculo da componente dos custos com capital, mantendo os custos de exploração o mesmo valor. A forma de regulação tradicional é normalmente aplicada em actividades exercidas em regime de monopólio, nomeadamente, infra-estruturas de redes, que atingiram um grau de desenvolvimento adequado à procura existente e que, por isso, os investimentos ajustam-se à evolução natural dos consumos de curto e médio prazo. Assim justifica-se que os operadores dessas infra-estruturas sejam ressarcidos anualmente pelos actuais clientes pelos custos em que estes realmente incorrem, o que passa por dizer que os proveitos permitidos anuais recuperam os custos anuais, incluindo uma remuneração adequada sobre a base de activos regulados em exploração em cada ano.

Na forma de regulação prevista no Regulamento Tarifário considerou-se que os investimentos afectos à concessão, quer os já efectuados e em exploração, como os que se previam vir a efectuar, a curto prazo, tinham sido, desde o início do projecto de introdução do gás natural em Portugal, considerados os adequados para fazer face a uma procura futura prevista até final da concessão. A desadequação dos consumos actuais aos investimentos existentes justificam que a ERSE considerasse que não seria justo fazer pagar desde já aos actuais utilizadores deste tipo de infra-estruturas custos (investimentos) em que o sistema incorreu para fazer face às necessidades dos utilizadores futuros, pelo que em circunstâncias normais, só nessa altura deveriam ser pagas. Assim, de modo a repor esse desequilíbrio temporal considerou-se que o custo com capital associado a todo o projecto das infra-estruturas do Terminal de GNL, em Sines, portanto, até ao final da concessão, fosse “alisado” ao longo desse mesmo período em função dos consumos igualmente previstos durante a concessão e que sustentam os investimentos efectuados até à data.

Como é fácil de compreender e como se observa nos valores obtidos, os proveitos permitidos que decorrem da aplicação do regulamento (proveitos permitidos com alisamento) resultam no valor mais baixo a que a REN Atlântico teria direito para o primeiro ano gás enquanto que os proveitos permitidos obtidos por aplicação da forma de regulação tradicional traduzir-se-iam no valor mais elevado que a empresa poderia alcançar.

A justificação de se equacionar este cenário em contraponto aos proveitos que resultam da fórmula de cálculo estabelecida no Regulamento Tarifário, resulta dos proveitos assim calculados, com custo com capital sem alisamento, determinarem o limite máximo de proveitos permitidos, o que, no entanto, não é contraditório com o regulamento. Assim, a ERSE previu no ponto 2 do artigo 164º que, caso se verifique que o cálculo das tarifas de gás natural para o primeiro ano gás conduza a uma variação tarifária significativa face às tarifas em vigor antes da aplicação das normas estabelecidas no regulamento, a ERSE pode estabelecer, transitoriamente, perfis de recuperação dos custos com capital convergentes com o perfil de recuperação de custos regulamentado.

Na verdade, a informação mais recente disponibilizada pela empresa justifica que a ERSE considere ser prudente não ocorrer um acréscimo que poderia por em causa o equilíbrio económico e financeiro da empresa, e que ocorreria se fossem considerados para o ano gás 2007-2008 os proveitos permitidos decorrentes da aplicação da fórmula do regulamento, conforme descrito mais detalhadamente no capítulo 7.1.1.

Esta informação refere a necessidade de efectuar os investimentos a curto prazo, de que se realça um novo depósito de armazenamento de GNL e evidencia o grau de incerteza dos consumos futuros, tendo não só em consideração a actual fase de desenvolvimento do parque electroprodutor nacional, como também a realidade da vizinha Espanha no que respeita a este tipo de infra-estruturas.

Assim, fazendo uso das disposições transitórias estabelecidas no Regulamento Tarifário, anteriormente mencionadas, a ERSE considera que os proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008 das três funções que compõem a actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL resultam da aplicação da metodologia de cálculo prevista no regulamento de alisamento dos custos com capital até final da concessão, devendo, contudo, a taxa de actualização do valor actual das quantidades de gás natural entregues à rede de transporte, incorporar um risco superior à taxa de desconto utilizada no cálculo do valor actual associado aos valores da remuneração da base de activos regulados e amortizações. A utilização de uma taxa de actualização das quantidades de gás natural regaseificadas no Terminal de GNL de 15% permite que estejam adequadas à recuperação dos custos induzidos pelas mais recentes previsões da procura de gás natural para o primeiro ano gás. Outra consequência desta escolha, que se considera positiva, é que as tarifas de acesso a estas instalações se aproximem das que se praticam em Espanha no acesso a instalações concorrentes.

No Quadro 3-5 apresentam-se os pressupostos utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos em cada um dos cenários.

**Quadro 3-5 - Pressupostos utilizados nas simulações dos proveitos permitidos**

	Proveitos permitidos base	Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
Taxa de remuneração	8,0%	8,0%	8,0%
Taxa de actualização do activo	8,0%	-	8,0%
Taxa de actualização das quantidades de GN	8,0%	-	15,0%
Quantidades transportadas no ano gás 2007/2008	2 113 milhões de m <sup>3</sup> de GN	2 113 milhões de m <sup>3</sup> de GN	2 113 milhões de m <sup>3</sup> de GN
Taxa de inflação	2,2%	2,2%	2,2%
Período de alisamento	40 anos	-	40 anos
Investimento no período da concessão	92 418 milhares de EUR	92 418 milhares de EUR	92 418 milhares de EUR

No Quadro 3-6 apresentam-se os proveitos permitidos totais para os referidos cenários.

**Quadro 3-6 - Proveitos permitidos para cada cenário**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Proveitos permitidos base	Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
1 Custos com capital	11 118	21 931	21 830
2 Custos de exploração	7 073	7 073	7 073
3 Custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas	523	523	523
4=1+2+3 Proveitos permitidos	18 714	29 527	29 426

### 3.3.4.2 FUNÇÃO DE RECEPÇÃO DE GNL

#### 3.3.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da função de Recepção de GNL para o primeiro ano gás foi calculado de acordo com o artigo 58º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Custo com capital afecto a essa actividade.
- Custos de exploração afectos à função.

Nos dois primeiros anos de regulação não são considerados os custos com a promoção de desempenho ambiental e os proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento. Não são também efectuados ajustamentos, que apenas ocorrerão a partir do terceiro ano gás.

Os proveitos permitidos apurados para a função de Recepção de GNL são os apresentados no Quadro 3-7, onde se comparam os valores para cada cenário.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

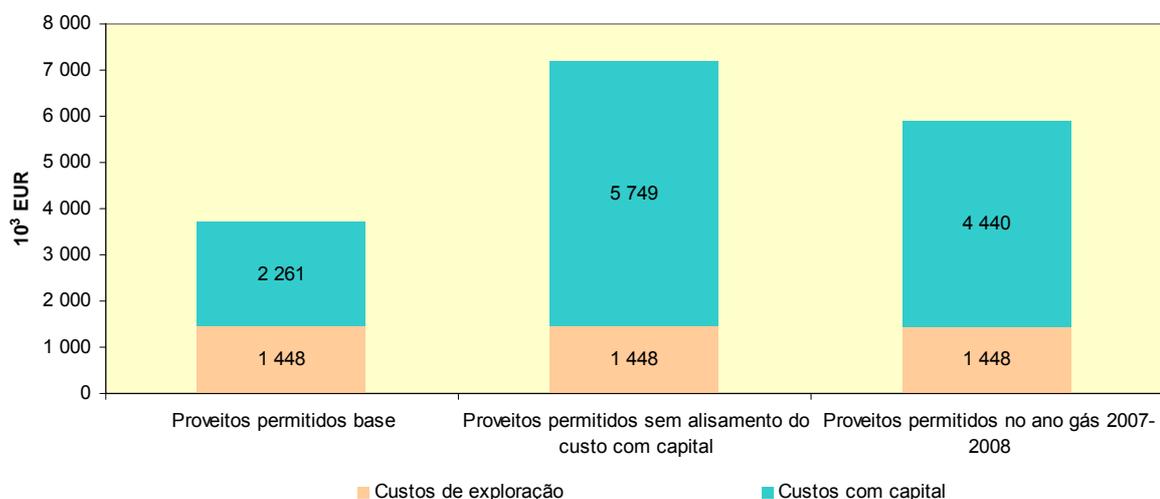
**Quadro 3-7 - Proveitos permitidos para a função de Recepção de GNL**

CENÁRIOS		Proveitos permitidos base	Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
$\tilde{C}_{Re\ c,t}$	Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás $t$	2 261	5 749	4 440
$\tilde{E}_{Re\ c,t}$	Custos de exploração afectos a esta função, previstos para o ano gás $t$	1 448	1 448	1 448
$\tilde{S}_{Re\ c,t}$	Proveitos desta função que não resultam da aplicação do termo de recepção de GNL da tarifa UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$	0	0	0
$Amb_{Re\ c,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$ , aceites pela ERSE	0	0	0
$ACI_{Re\ c,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás $t-2$	0	0	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000
$\Delta R_{Re\ c,t-2}^{OT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da função de Recepção de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0
$\tilde{R}_{Re\ c,t}^{OT}$	Proveitos permitidos da função de Recepção de GNL, previstos para o ano gás $t$	3 709	7 197	5 887

No cenário adoptado para o ano gás 2007-2008 o total dos proveitos permitidos ascende a 5 887 milhares de euros, correspondendo ao somatório de 1 448 milhares de euros de custos de exploração e 4 440 milhares de euros resultantes do custo com capital.

No cenário base os proveitos permitidos são substancialmente diferentes aos apurados para o cenário adoptado, sendo inferiores a esse cenário em 58,7%. Tal deve-se como anteriormente referido à diferença entre as taxas de actualização das quantidades de gás utilizada em cada caso, 8,0% no cenário base contra 15,0% no cenário de proveitos permitidos. Na hipótese sem alisamento do custo com capital os proveitos permitidos são superiores em 18,2%, comparativamente ao cenário adoptado, pois os activos são remunerados à taxa de 8%, não havendo o efeito de alisamento.

**Figura 3-1 - Proveitos permitidos para cada cenário na função de Recepção de GNL**



#### 3.3.4.2.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-8 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Recepção de GNL, para o primeiro semestre de 2007 e para os dois semestres do ano gás 2007-2008.

**Quadro 3-8 - Custos de Exploração da função de Recepção de GNL**

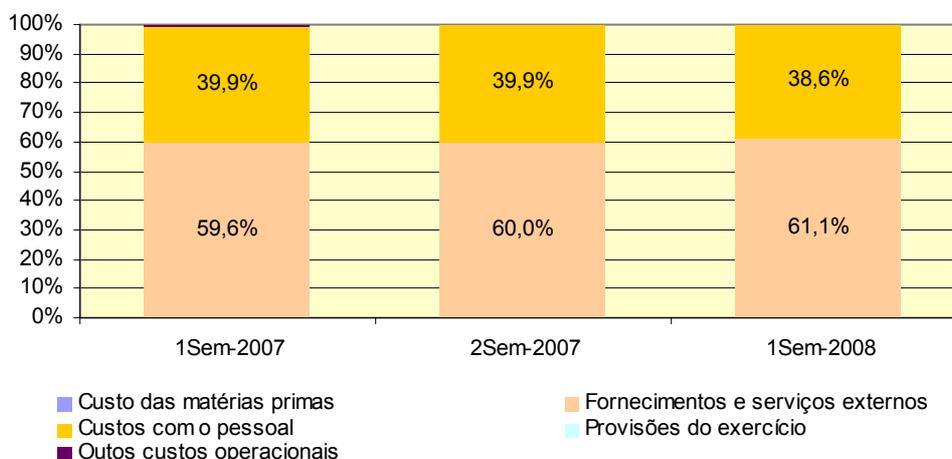
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	Ano gás 1		2Sem-2007/ 1Sem-2007	1Sem-2008/ 2Sem-2007
		2Sem-2007	1Sem-2008		
Custo das matérias primas	0	0	0	-	-
Fornecimentos e serviços externos	424	421	456	-0,8%	8,4%
Custos com o pessoal	284	280	288	-1,5%	3,0%
Provisões do exercício	0	0	0	0,0%	-2,2%
Outros custos operacionais	4	1	2	-80,3%	215,8%
<b>Custos de exploração</b>	<b>712</b>	<b>701</b>	<b>746</b>	<b>-1,5%</b>	<b>6,4%</b>

Da análise ao quadro verifica-se que os agregados com peso mais significativo ao nível dos custos de exploração são os fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal. Estes apresentam uma redução do 1º semestre de 2007 para o 2º semestre de 2007, subindo no 1º semestre de 2008.

A Figura 3-2 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da função, por cada semestre.

**Figura 3-2 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Recepção de GNL**



#### 3.3.4.2.1.1.1 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, representando entre 59,6% no 1º semestre de 2007 e 61,1% no 1º semestre de 2008.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por semestre e natureza é apresentada no Quadro 3-9.

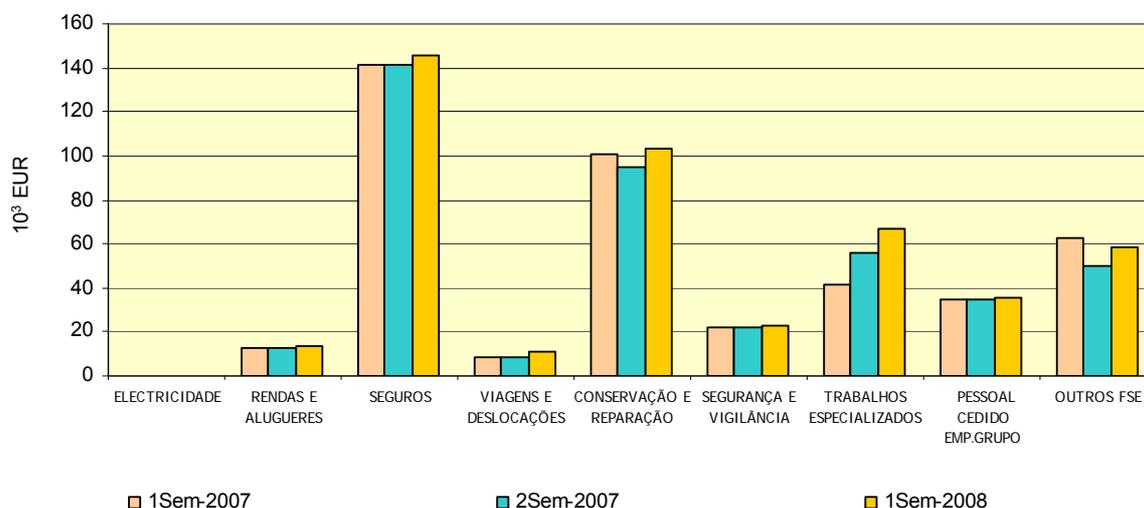
**Quadro 3-9 - Custos com FSE para a função de Recepção de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008	% 1Sem-2007	% 2Sem-2007	% 1Sem-2008
ELECTRICIDADE	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
RENDAS E ALUGUERES	13,06	13,06	13,47	3,1%	3,1%	3,0%
SEGUROS	141,45	141,45	145,33	33,3%	33,6%	31,9%
VIAGENS E DESLOCAÇÕES	8,61	8,88	10,94	2,0%	2,1%	2,4%
CONSERVAÇÃO E REPARAÇÃO	100,71	94,73	103,62	23,7%	22,5%	22,7%
SEGURANÇA E VIGILÂNCIA	22,17	22,17	22,73	5,2%	5,3%	5,0%
TRABALHOS ESPECIALIZADOS	41,13	56,22	66,53	9,7%	13,4%	14,6%
PESSOAL CEDIDO EMP.GRUPPO	34,51	34,51	35,27	8,1%	8,2%	7,7%
OUTROS FSE	62,71	49,89	58,23	14,8%	11,9%	12,8%
<b>TOTAL</b>	<b>424,36</b>	<b>420,90</b>	<b>456,12</b>			

A Figura 3-3 permite visualizar a repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos, da função de recepção de GNL, pelas diferentes naturezas. Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de seguros, conservação e reparação e trabalhos especializados, que no 1º ano gás representam 69,3% do total.

**Figura 3-3 - Custos com FSE por natureza para a função de Recepção de GNL**



#### 3.3.4.2.1.1.2 CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam na totalidade dos custos de exploração entre 39,9% no 1º semestre de 2007 e 38,6% no 1º semestre de 2008.

Para efeito de comparação, os custos de pessoal foram agrupados em vencimentos e subsídios, onde estão incluídos os vencimentos base, gratificações, trabalho suplementar e subsídios, em encargos sobre remunerações, onde se incluem os descontos para a Segurança Social, em formação de pessoal e em outros custos com pessoal que contempla entre outros, os seguros com pessoal e custos com medicina no trabalho. No Quadro 3-10 estão indicados os valores desagregados com atrás referido.

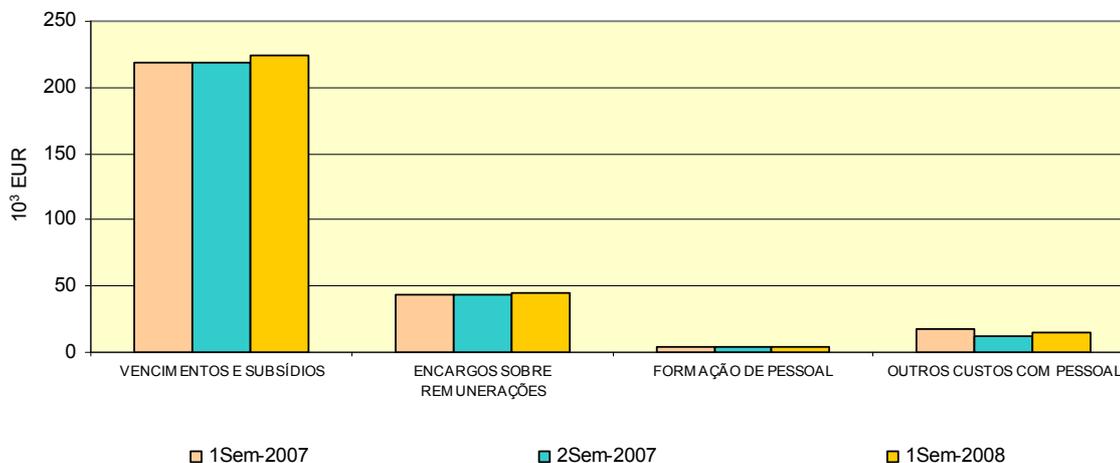
**Quadro 3-10 - Custos com pessoal da função de Recepção de GNL**

Unidade: 10³ EUR

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008	% 1Sem-2007	% 2Sem-2007	% 1Sem-2008
VENCIMENTOS E SUBSIDIOS	218,71	218,71	223,53	77,1%	78,2%	77,7%
ENCARGOS SOBRE REMUNERAÇÕES	43,81	43,81	44,78	15,4%	15,7%	15,6%
FORMAÇÃO DE PESSOAL	4,25	4,25	4,34	1,5%	1,5%	1,5%
OUTROS CUSTOS COM PESSOAL	16,99	12,74	15,20	6,0%	4,6%	5,3%
<b>TOTAL</b>	<b>283,76</b>	<b>279,51</b>	<b>287,84</b>			

A Figura 3-4 permite visualizar a repartição dos custos com pessoal, da função de recepção de GNL, pelos principais agregados.

**Figura 3-4 - Custos com pessoal da função de Recepção de GNL**



Os vencimentos e subsídios constituem o principal agregado de custos com pessoal representando no ano gás 2007-2008 cerca de 93,6% do total.

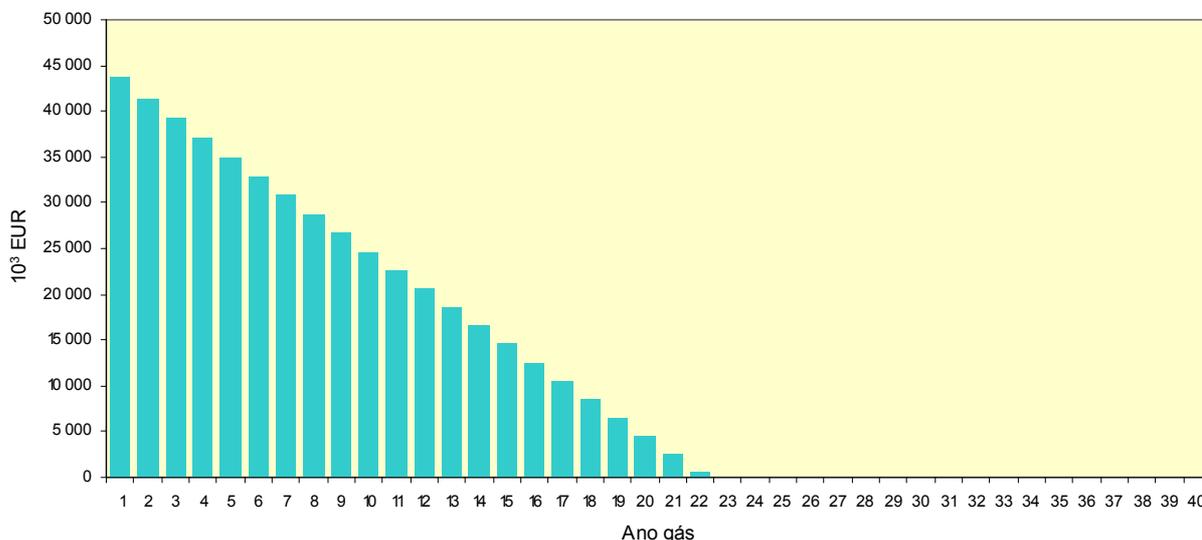
#### 3.3.4.2.1.2 CUSTO COM CAPITAL

O valor, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor de activos a remunerar, dos imobilizados não financeiros em exploração, deduzido de amortizações e de participações ao investimento. Não são considerados para efeitos de regulação os imobilizados em curso, sendo os novos investimentos remunerados a partir do momento em que são transferidos para exploração.

A informação enviada pela REN Atlântico evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer no 1º semestre de 2007 e durante os 40 anos da concessão, bem como os valores de participações ao investimento, para a função de Recepção de GNL. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados e dos subsídios apresentadas, para cada um dos anos da concessão.

A Figura 3-5 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 40 anos da concessão.

**Figura 3-5 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Recepção de GNL**



Verifica-se que no ano gás 23 (2029-2030) o imobilizado fica praticamente amortizado, não havendo qualquer indicação da ocorrência de novos investimentos no restante período da concessão.

Os investimentos previstos para o período da concessão, de acordo com a informação enviada pela REN Atlântico, ascendem a 545 mil euros, a investir no ano gás 2007-2008, conforme Quadro 3-11.

**Quadro 3-11 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na função de Recepção de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano gás 1		Investimento no período da concessão
	2º sem 2007	1º sem 2008	
Investimento	358	187	545
Transferido para exploração	358	187	545
Em curso	0	0	

No Quadro 3-12 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a função de Recepção de GNL, no final do 1º semestre de 2007 e no final de cada um dos semestres do ano gás 2007-2008.

**Quadro 3-12 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Recepção de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano gás			Δ 2º sem2007/ 1º sem2007	Δ 1º sem2008/ 2º sem2007
	1º sem 2007	2º sem 2007	1º sem 2008		
1=2+3 <b>Imobilizado Líquido</b>	<b>67 040</b>	<b>65 819</b>	<b>64 409</b>	-1,82%	-2,14%
2 <b>Imobilizado Incorpóreo</b>	0	0	0	-	-
3 <b>Imobilizado Corpóreo</b>	<b>67 040</b>	<b>65 819</b>	<b>64 409</b>	-1,82%	-2,14%
Terrenos e recursos naturais	0	0	0	-	-
Edifícios e outras construções	1 947	1 902	1 857	-2,33%	-2,39%
Equipamento básico	64 980	63 826	62 480	-1,78%	-2,11%
Equipamento de transporte	22	18	15	-16,14%	-17,68%
Ferramentas e utensílios	25	20	15	-20,25%	-24,68%
Equipamento administrativo	48	38	30	-20,21%	-20,85%
Outro imobilizado corpóreo	18	15	12	-15,46%	-18,29%
4 Imobilizado em curso	0	0	0	-	-
<b>5 Participações líquidas</b>	<b>21 724</b>	<b>21 231</b>	<b>20 738</b>	<b>-2,27%</b>	<b>-2,32%</b>
<b>6=1-4-5 Imobilizado Líquido a remunerar</b>	<b>45 316</b>	<b>44 588</b>	<b>43 671</b>	<b>-1,61%</b>	<b>-2,06%</b>

Para os activos líquidos a remunerar da função de Recepção de GNL e com os pressupostos mencionados no capítulo 3.1, apurou-se para cada um dos cenários os seguintes valores de custo com capital:

**Quadro 3-13 - Custo com capital apurado para cada cenário na função de Recepção de GNL**

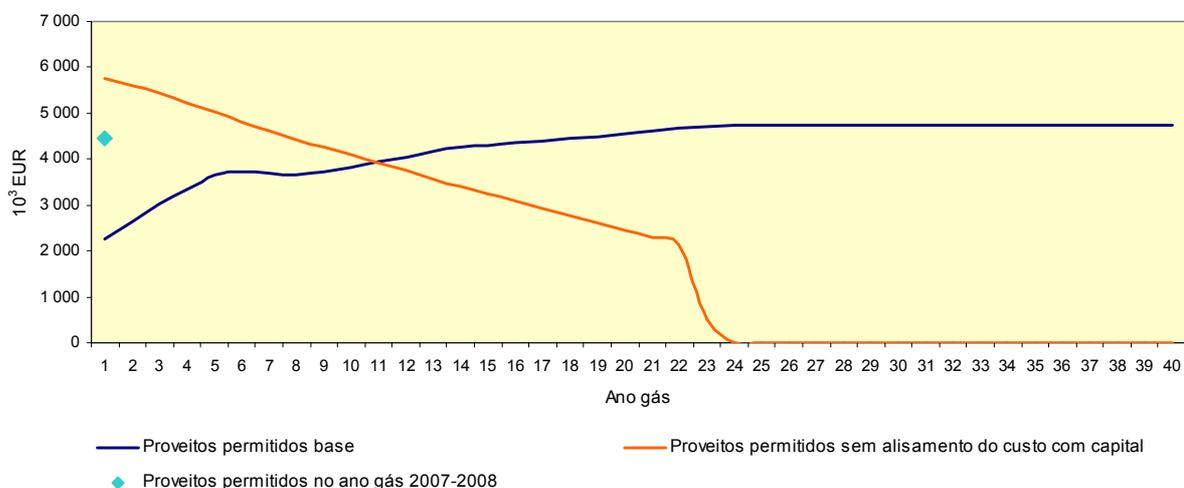
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Custo com capital no ano gás 2007- 2008	diferença para o cenário sem alisamento		diferença para o cenário base	
Proveitos permitidos base	2 261	-3 488	-60,7%	0	0,0%
Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	5 749	0	0,0%	3 488	154,3%
<b>Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008</b>	<b>4 440</b>	<b>-1 310</b>	<b>-22,8%</b>	<b>2 179</b>	<b>96,3%</b>

O valor do custo com capital no cenário adoptado para o ano gás 2007-2008 ascende a 4 440 milhares de euros sendo superior em 96,3% ao valor apurado para o cenário base. Tal facto é explicado pela utilização de uma taxa de actualização das quantidades de 15%, superior em 7 pontos percentuais à utilizada no cenário base. Relativamente ao cenário sem alisamento de custo com capital, o valor apurado é inferior em cerca de 22,8%.

A Figura 3-6 permite visualizar a evolução do custo com capital, na função de Recepção de GNL, para o período da concessão.

**Figura 3-6 - Custo com capital no período da concessão para a função de Recepção de GNL**



No cenário sem alisamento, o valor do custo com capital é superior ao apurado para o cenário de proveitos permitidos. Tal deve-se ao facto dos immobilizados ficarem praticamente, como já referido, amortizados no ano gás 23, não se perspectivando qualquer investimento futuro.

### 3.3.4.3 FUNÇÃO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

#### 3.3.4.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL para o primeiro ano gás foi calculado de acordo com o artigo 59º do Regulamento Tarifário, resultando das seguintes parcelas de custos:

- Custo com capital afecto a essa actividade.
- Custos de exploração afectos à função.

Nos dois primeiros anos de regulação não são considerados os custos com a promoção de desempenho ambiental e os proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento. Não são também efectuados ajustamentos, que apenas ocorrerão a partir do terceiro ano de regulação.

Os proveitos permitidos, apurados para a função de Armazenamento de GNL, são os apresentados no Quadro 3-14, onde se comparam os valores para cada cenário.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

**Quadro 3-14 - Proveitos permitidos para a função de Armazenamento de GNL**

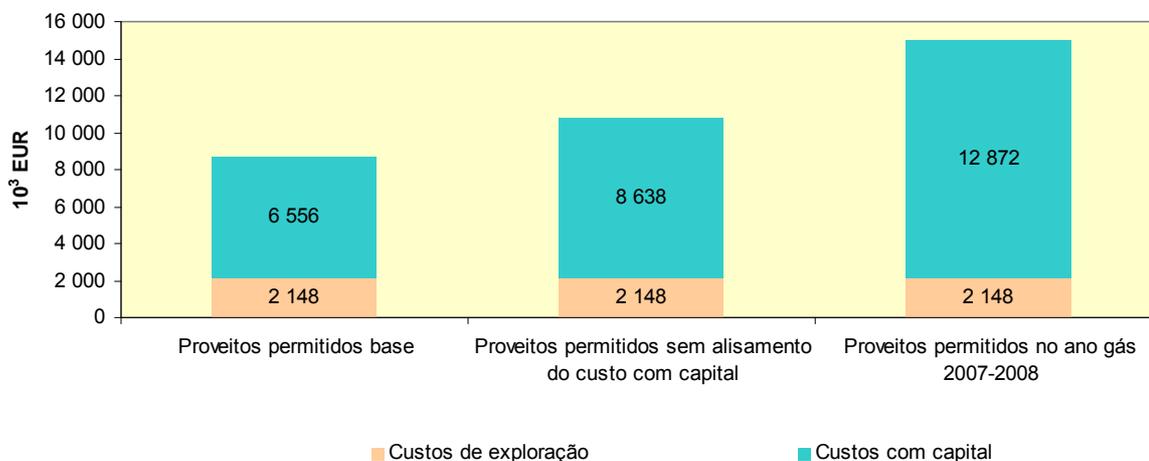
CENÁRIOS		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Proveitos permitidos base	Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
$\tilde{C}C_{Arm,t}$	Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás $t$	6 556	8 638	12 872
$\tilde{C}E_{Arm,t}$	Custos de exploração afectos a esta função, previstos para o ano gás $t$	2 148	2 148	2 148
$\tilde{S}_{Arm,t}$	Proveitos desta função que não resultam da aplicação termo de armazenamento de GNL da tarifa UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$	0	0	0
$Amb_{Arm,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$ , aceites pela ERSE	0	0	0
$ACI_{Arm,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARI, no ano gás $t-2$	0	0	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000
$\Delta R_{Arm,t-2}^{OT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da função de Armazenamento de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0
$\tilde{R}_{Arm,t}^{OT}$	<b>Proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL, previstos para o ano gás <math>t</math></b>	<b>8 704</b>	<b>10 786</b>	<b>15 020</b>

No cenário adoptado para o ano gás 2007-2008 os proveitos permitidos atingem o montante de 15 020 milhares de euros, correspondendo a 2 148 milhares de euros de custos de exploração e 12 872 milhares de euros resultantes do custo com capital. O valor é substancialmente superior ao apurado para os cenários base e sem alisamento do custo com capital, com diferenças de 96,3% e 49,0%, respectivamente.

Tal facto deve-se, no caso do cenário base, e como já justificado anteriormente, ao efeito gerado pela utilização de taxas diferentes de actualização das quantidades, 8,0% contra os 15,0% do cenário adoptado. Relativamente à diferença para o cenário sem alisamento, o facto da função de armazenamento de GNL ter uma base de activos superior e da maioria dos investimentos que a REN Atlântico prevê vir a efectuar serem em equipamentos afectos a esta função, contribuíram para que o valor do custo com capital com o alisamento a uma taxa de actualização das quantidades de gás natural superior às dos custos com os investimentos (remuneração + amortizações), resulte mais elevada no primeiro ano gás.

A Figura 3-7 mostra os valores apurados para cada cenário evidenciando as diferenças mencionadas.

**Figura 3-7 - Proveitos permitidos para cada cenário na função de Armazenamento de GNL**



#### 3.3.4.3.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-15 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Armazenamento de GNL, para o primeiro semestre de 2007 e para os dois semestres do ano gás 2007-2008.

**Quadro 3-15 - Custos de Exploração da função de Armazenamento de GNL**

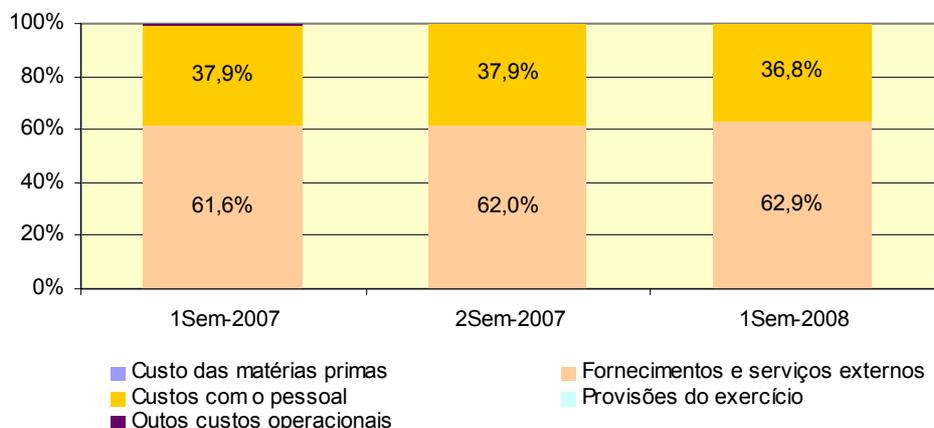
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	Ano gás 1		2Sem-2007/ 1Sem-2007	1Sem-2008/ 2Sem-2007
		2Sem-2007	1Sem-2008		
Custo das matérias primas	0	0	0	-	-
Fornecimentos e serviços externos	651	646	696	-0,8%	7,7%
Custos com o pessoal	401	395	407	-1,5%	3,0%
Provisões do exercício	0	0	0	0,0%	-2,2%
Outos custos operacionais	5	1	3	-80,3%	215,8%
<b>Custos de exploração</b>	<b>1 057</b>	<b>1 042</b>	<b>1 106</b>	<b>-1,4%</b>	<b>6,1%</b>

Verifica-se que os agregados com peso mais significativo ao nível dos custos de exploração são os fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal. Estes agregados apresentam uma redução do 1º semestre de 2007 para o 2º semestre de 2007, subindo no 1º semestre de 2008.

A Figura 3-8 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da função, por cada semestre.

**Figura 3-8 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Armazenamento de GNL**



#### 3.3.4.3.1.1.1 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, representando entre 61,6% no 1º semestre de 2007 e 62,9% no 1º semestre de 2008.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por semestre e natureza é apresentada no Quadro 3-16.

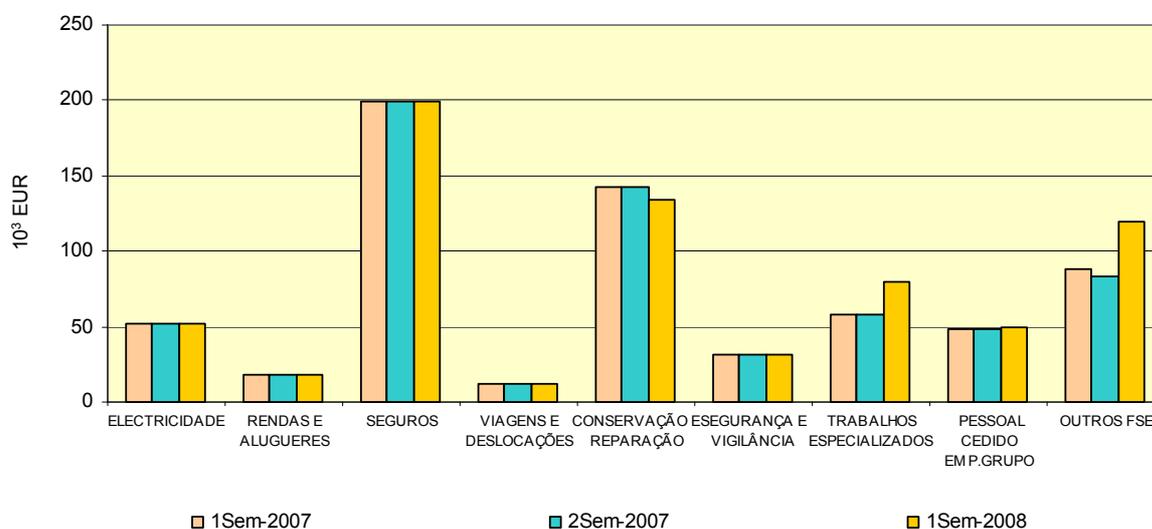
**Quadro 3-16 - Custos com FSE para a função de Armazenamento de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008	% 1Sem-2007	% 2Sem-2007	% 1Sem-2008
ELECTRICIDADE	51,51	51,51	51,40	7,9%	8,0%	7,4%
RENDAS E ALUGUERES	18,44	18,44	18,44	2,8%	2,9%	2,7%
SEGUROS	199,80	199,80	199,80	30,7%	30,9%	28,7%
VIAGENS E DESLOCAÇÕES	12,17	12,17	12,55	1,9%	1,9%	1,8%
CONSERVAÇÃO E REPARAÇÃO	142,26	142,26	133,81	21,9%	22,0%	19,2%
SEGURANÇA E VIGILÂNCIA	31,32	31,32	31,32	4,8%	4,8%	4,5%
TRABALHOS ESPECIALIZADOS	58,10	58,10	79,41	8,9%	9,0%	11,4%
PESSOAL CEDIDO EMP.GRUPPO	48,74	48,74	49,82	7,5%	7,5%	7,2%
OUTROS FSE	88,58	83,58	119,26	13,6%	12,9%	17,1%
<b>TOTAL</b>	<b>650,94</b>	<b>645,93</b>	<b>695,80</b>			

A Figura 3-9 apresenta a estrutura dos custos com fornecimentos e serviços externos da função de Armazenamento de GNL, pelas diferentes naturezas. Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de seguros, conservação e reparação e trabalhos especializados, que no 1º ano gás representam na globalidade 60,6% do total.

**Figura 3-9 - Custos com FSE por natureza para a função de Armazenamento de GNL**



#### 3.3.4.3.1.1.2 CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam na totalidade dos custos de exploração entre 37,9% no 1º semestre de 2007 e 6,8% no 1º semestre de 2008.

Utilizou-se o mesmo princípio de agrupamento das várias naturezas dos custos com pessoal para efeito de comparação. Assim, os custos foram agrupados em vencimentos e subsídios, onde estão incluídos os vencimentos base, gratificações, trabalho suplementar e subsídios, em encargos sobre remunerações onde se incluem os descontos para a Segurança Social, em formação de pessoal e em outros custos com pessoal que contempla entre outras os seguros com pessoal e custos com medicina no trabalho. No Quadro 3-17 estão indicados os valores desagregados de acordo com o agrupamento mencionado anteriormente.

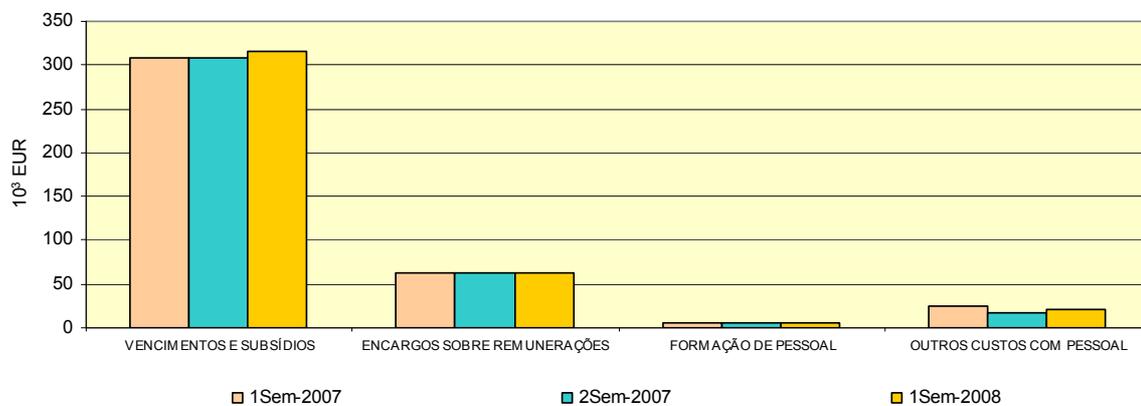
**Quadro 3-17 - Custos com pessoal da função de Armazenamento de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008	% 1Sem-2007	% 2Sem-2007	% 1Sem-2008
VENCIMENTOS E SUBSÍDIOS	308,94	308,94	315,74	77,1%	78,2%	77,7%
ENCARGOS SOBRE REMUNERAÇÕES	61,89	61,89	63,25	15,4%	15,7%	15,6%
FORMAÇÃO DE PESSOAL	6,00	6,00	6,13	1,5%	1,5%	1,5%
OUTROS CUSTOS COM PESSOAL	24,00	18,00	21,47	6,0%	4,6%	5,3%
<b>TOTAL</b>	<b>400,83</b>	<b>394,82</b>	<b>406,59</b>			

A Figura 3-10 permite visualizar a repartição dos custos com pessoal, da função de Armazenamento de GNL, pelos principais agregados.

**Figura 3-10 - Custos com pessoal da função de Armazenamento de GNL**



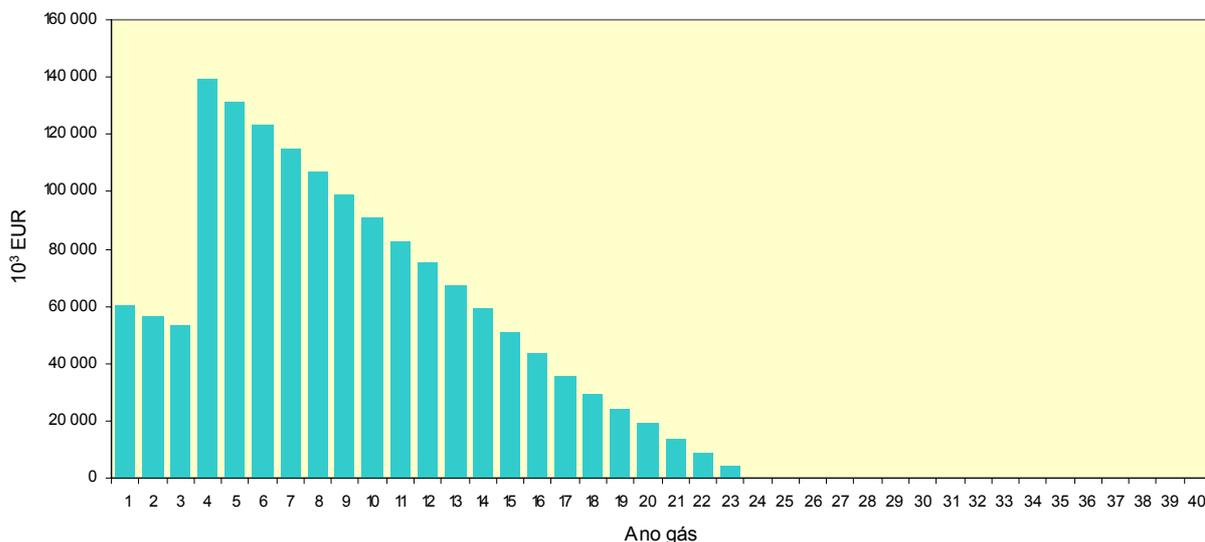
Os vencimentos e subsídios constituem o principal agregado de custos com pessoal representando no ano gás 2007-2008 cerca de 93,6% do total.

#### 3.3.4.3.1.2 CUSTO COM CAPITAL

A metodologia utilizada no cálculo do custo com capital é a mesma já descrita para a função de Recepção de GNL, sendo igualmente análoga a informação enviada pela REN Atlântico para esta função.

A Figura 3-11 mostra a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás para o período de 40 anos da concessão.

**Figura 3-11 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Armazenamento de GNL**



Verifica-se que no ano gás 24 (2030-2031) o imobilizado fica praticamente amortizado, não havendo qualquer indicação da ocorrência de novos investimentos no restante período da concessão.

No ano gás 4 (2010-2011) entrará em exploração o investimento entretanto considerado em imobilizado em curso no 3º tanque de armazenamento e respectivos equipamentos, que será efectuado entre o 2º semestre de 2007 e o 2º semestre de 2010, com um custo total de 90 milhões de euros.

**Quadro 3-18 - Investimento a efectuar ao longo do período da concessão na função de Armazenamento de GNL**

Unidade: 10³ EUR

	Ano gás 1		Ano gás 2		Ano gás 3		Ano gás 4		Investimento no período da concessão
	2º sem 2007	1º sem 2008	2º sem 2008	1º sem 2009	2º sem 2009	1º sem 2010	2º sem 2010	1º sem 2011	
Investimento	461	10 264	13 333	13 333	13 333	13 333	13 333	13 333	90 725
Transferido para exploração	461	264	0	0	0	0	0	90 000	90 725
Em curso	0	10 000	23 333	36 667	50 000	63 333	76 667	0	

No Quadro 3-19 apresentam-se os valores do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a função de Armazenamento de GNL, no final do 1º semestre de 2007 e no final de cada um dos semestres do ano gás 2007-2008.

**Quadro 3-19 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Armazenamento de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano gás			Δ 2º sem2007/ 1º sem2007	Δ 1º sem2008/ 2º sem2007
	1º sem 2007	2º sem 2007	1º sem 2008		
<b>1=2+3 Imobilizado Líquido</b>	<b>93 940</b>	<b>91 740</b>	<b>99 317</b>	-2,34%	8,26%
2 <b>Imobilizado Incorpóreo</b>	0	0	0	-	-
3 <b>Imobilizado Corpóreo</b>	<b>93 940</b>	<b>91 740</b>	<b>99 317</b>	-2,34%	8,26%
Terrenos e recursos naturais	0	0	0	-	-
Edifícios e outras construções	2 336	2 283	2 229	-2,31%	-2,36%
Equipamento básico	91 448	89 330	86 987	-2,32%	-2,62%
Equipamento de transporte	31	26	21	-16,14%	-17,68%
Ferramentas e utensílios	34	27	21	-20,01%	-24,28%
Equipamento administrativo	67	54	43	-20,21%	-20,85%
Outro imobilizado corpóreo	24	21	17	-15,58%	-18,46%
4 Imobilizado em curso	0	0	10 000	-	-
<b>5 Participações líquidas</b>	<b>30 375</b>	<b>29 536</b>	<b>28 697</b>	-2,76%	-2,84%
<b>6=1-4-5 Imobilizado Líquido a remunerar</b>	<b>63 565</b>	<b>62 203</b>	<b>60 620</b>	-2,14%	-2,55%

Para os activos líquidos da função de Armazenamento de GNL e com os pressupostos mencionados no capítulo 3.1, apuraram-se para cada um dos cenários os valores de custo com capital que se apresentam no Quadro 3-20.

**Quadro 3-20 - Diferencial entre o custo com capital apurado para cada cenário na função de Armazenamento de GNL**

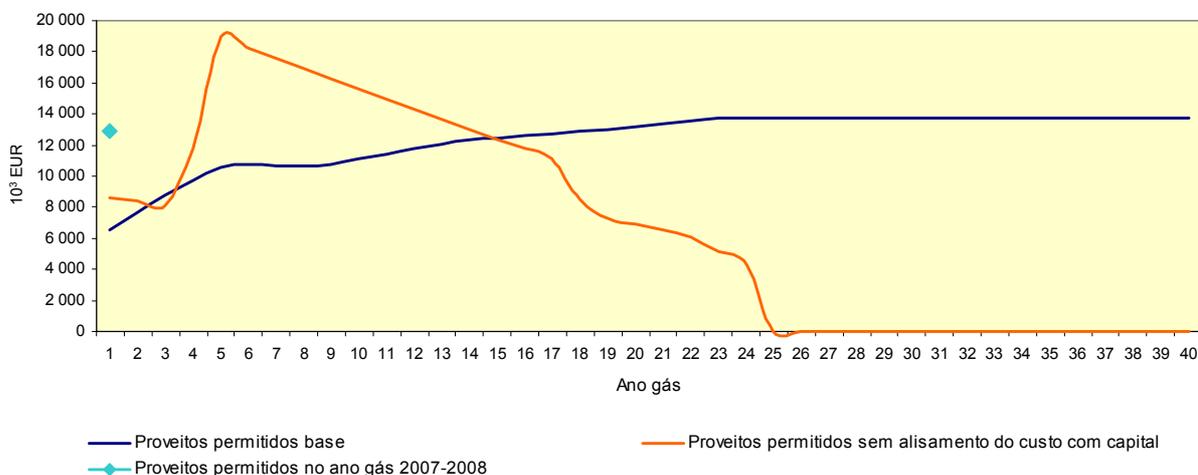
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Custo com capital no ano gás 1	Diferença para o cenário sem alisamento		Diferença para o cenário base	
Proveitos permitidos base	6 556	-2 082	-24,1%	0	0,0%
Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	8 638	0	0,0%	2 082	31,8%
<b>Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008</b>	<b>12 872</b>	<b>4 234</b>	<b>49,0%</b>	<b>6 316</b>	<b>96,3%</b>

Para a função de Armazenamento de GNL, o valor do custo com capital para o ano gás 2007-2008 no cenário adoptado é de 12 872 milhares de euros, superior em 49,0% ao valor apurado para o cenário sem alisamento e em 96,3% ao montante do cenário base.

A Figura 3-12 permite visualizar a evolução do custo com capital, na função de Armazenamento de GNL, para o período da concessão.

**Figura 3-12 - Custo com capital no período da concessão para a função de Armazenamento de GNL**



O valor do custo com capital alisado a 40 anos no cenário de proveitos permitidos é superior aos montantes apurados nas restantes hipóteses, devendo-se aos seguintes factores:

- Base de activos regulados é superior, ocorrendo a maioria dos investimentos previstos para o período da concessão nesta função;
- Taxa de actualização das quantidades de 15%, superior em 7 pontos percentuais à utilizada no cenário base.

O alisamento do custo com capital com taxa de actualização das quantidades de gás superior à utilizada no cenário base conduz a um valor mais elevado desta parcela de custo. Tal deve-se ao facto dos imobilizados ficarem praticamente amortizados na totalidade nessa altura, não se perspectivando novos investimentos.

#### 3.3.4.4 FUNÇÃO DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

##### 3.3.4.4.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, para o primeiro ano gás, foi calculado de acordo com o artigo 60º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes componentes de custo:

- Custo com capital afecto a essa actividade.
- Custos de exploração afectos à função.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

- Custos com as ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisterna.

Tal como nas restantes funções, nos dois primeiros anos de regulação não são considerados os custos com a promoção de desempenho ambiental e os proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento. Não são também efectuados ajustamentos, que apenas ocorrerão a partir do terceiro ano de regulação.

Os custos de exploração bem como os activos objecto de remuneração afectos às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisterna foram apresentados pela REN Atlântico, desagregados por natureza.

Os proveitos permitidos apurados para a função de Regaseificação de GNL são os apresentados no Quadro 3-21, onde se comparam os valores para cada cenário.

**Quadro 3-21 - Proveitos permitidos para a função de Regaseificação de GNL**

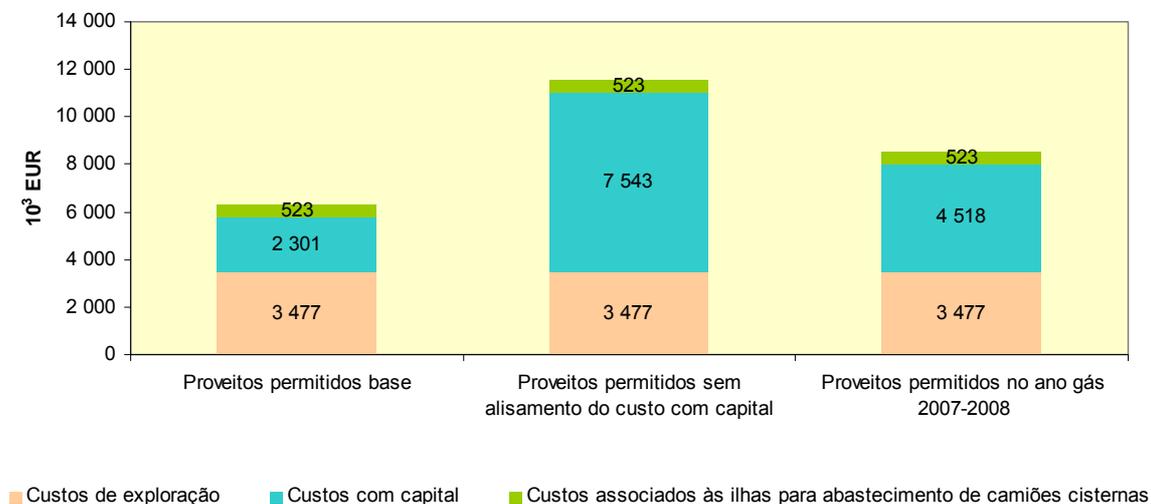
CENÁRIOS		Proveitos permitidos base	Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
$\tilde{R}_{Re\ g,t}^{OT}$	<b>Proveitos permitidos com a Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás <math>t</math></b>	$\tilde{C}C_{Re\ g,t} + \tilde{C}E_{Re\ g,t} - \tilde{S}_{Re\ g,t} + (Amb_{Re\ g,t-2} - ACI_{Re\ g,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) - \Delta R_{Re\ g,t-2}^{OT}$	5 778	7 995
$\tilde{C}C_{Re\ g,t}$	Custos com capital afectos à Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás $t$	2 301	7 543	4 518
$\tilde{C}E_{Re\ g,t}$	Custos de exploração afectos à Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás $t$	3 477	3 477	3 477
$\tilde{S}_{Re\ g,t}$	Proveitos Regaseificação de GNL que não resultam da aplicação do termo de regaseificação de GNL da tarifa UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$	0	0	0
$Amb_{Re\ g,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$ , aceites pela ERSE	0	0	0
$ACI_{Re\ g,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás $t-2$	0	0	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000
$\Delta R_{Re\ g,t-2}^{OT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da função de Regaseificação de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0
$\tilde{C}_{IC,t}^{OT}$	<b>Custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas, previstos para o ano gás <math>t</math></b>	523	523	523
$\tilde{R}_{Re\ gGNL,t}^{OT}$	<b>Proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás <math>t</math></b>	6 302	11 544	8 519

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

No cenário adoptado para o ano gás 2007-2008, os proveitos permitidos atingem o montante de 8 519 milhares de euros, correspondendo a 3 477 milhares de euros de custos de exploração e 4 518 milhares de euros resultantes do custo com capital e de 523 milhares de euros de custos com as ilhas para abastecimento de GNL de camiões cisternas.

Comparativamente aos cenários alternativos, o montante de proveitos permitidos é superior ao apurado para o cenário base em 96,3%, e inferior ao do cenário sem alisamento do custo com capital em 40,1%. A Figura 3-13 permite visualizar as diferenças entre os valores de proveitos permitidos apurados para os três cenários alternativos.

**Figura 3-13 - Proveitos permitidos para cada cenário na função de Regaseificação de GNL**



#### 3.3.4.4.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-22 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Regaseificação de GNL, para o primeiro semestre de 2007 e para os dois semestres do ano gás 2007-2008.

**Quadro 3-22 - Custos de exploração da função de Regaseificação de GNL**

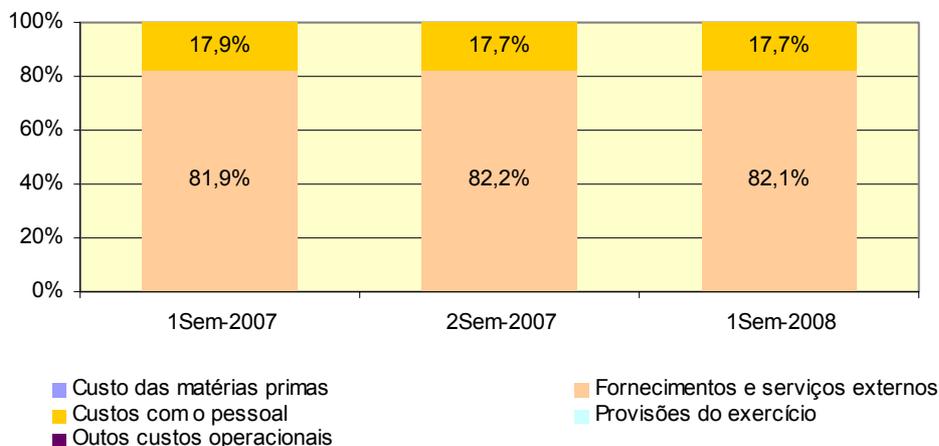
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	Ano gás 1		2Sem-2007/ 1Sem-2007	1Sem-2008/ 2Sem-2007
		2Sem-2007	1Sem-2008		
Custo das matérias primas	0	0	0	-	-
Fornecimentos e serviços externos	1 453	1 447	1 488	-0,4%	2,9%
Custos com o pessoal	317	312	322	-1,5%	3,0%
Provisões do exercício	0	0	0	0,0%	-2,2%
Outos custos operacionais	4	1	3	-80,3%	215,8%
<b>Custos de exploração</b>	<b>1 774</b>	<b>1 760</b>	<b>1 813</b>	<b>-0,8%</b>	<b>3,0%</b>

Verifica-se que à semelhança das restantes funções os agregados com peso mais significativo ao nível dos custos de exploração são os fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal. Estes agregados apresentam uma redução do 1º semestre de 2007 para o 2º semestre de 2007, subindo no 1º semestre de 2008.

A Figura 3-14 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da função, por cada semestre.

**Figura 3-14 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Regaseificação de GNL**



#### 3.3.4.4.1.1.1 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, representando entre 81,9% no 1º semestre de 2007 e 82,1% no 1º semestre de 2008.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por semestre e natureza é apresentada no Quadro 3-23.

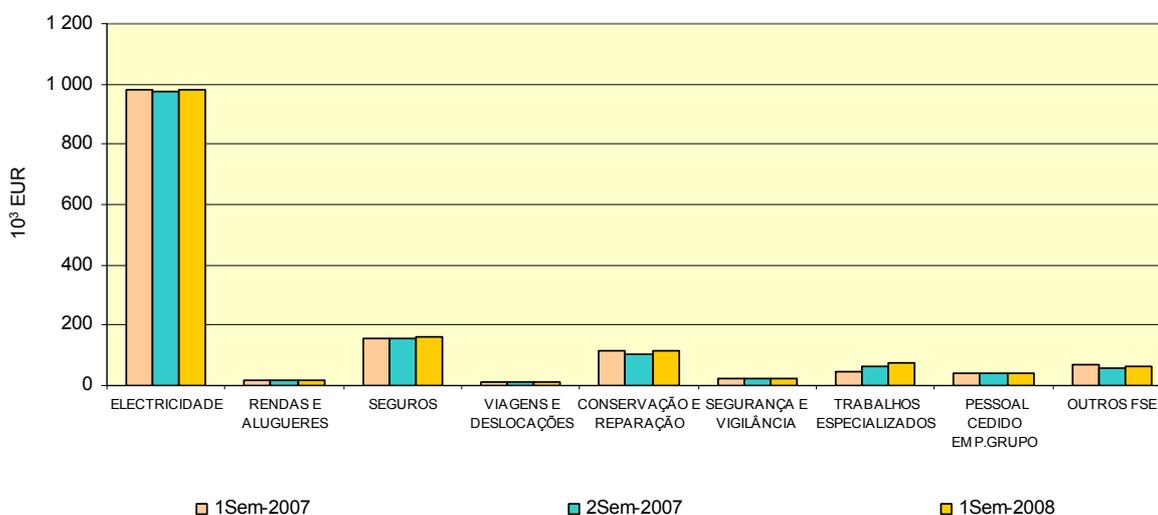
**Quadro 3-23 - Custos com FSE para a função de Regaseificação de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008	% 1Sem-2007	% 2Sem-2007	% 1Sem-2008
ELECTRICIDADE	978,76	976,52	978,76	67,4%	67,5%	65,8%
RENDAS E ALUGUERES	14,59	14,59	15,06	1,0%	1,0%	1,0%
SEGUROS	158,07	158,07	162,41	10,9%	10,9%	10,9%
VIAGENS E DESLOCAÇÕES	9,62	9,92	12,23	0,7%	0,7%	0,8%
CONSERVAÇÃO E REPARAÇÃO	112,55	105,86	115,79	7,7%	7,3%	7,8%
SEGURANÇA E VIGILÂNCIA	24,78	24,78	25,39	1,7%	1,7%	1,7%
TRABALHOS ESPECIALIZADOS	45,97	62,82	74,34	3,2%	4,3%	5,0%
PESSOAL CEDIDO EMP.GRUPPO	38,56	38,56	39,41	2,7%	2,7%	2,6%
OUTROS FSE	70,08	55,75	65,07	4,8%	3,9%	4,4%
<b>TOTAL</b>	<b>1 452,98</b>	<b>1 446,87</b>	<b>1 488,47</b>			

A Figura 3-15 permite visualizar a repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos da função de Regaseificação de GNL, pelas diferentes naturezas. Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de electricidade, seguros, conservação e reparação e trabalhos especializados, que no 1º ano gás representam 89,8% do total.

**Figura 3-15 - Custos com FSE por natureza para a função de Regaseificação de GNL**



#### 3.3.4.4.1.1.2 CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam na totalidade dos custos de exploração entre 17,9%, no 1º semestre de 2007, e 17,7%, no 1º semestre de 2008.

À semelhança das restantes funções, para efeito de comparação, os custos de pessoal foram agrupados em vencimentos e subsídios, onde estão incluídos os vencimentos base, gratificações, trabalho suplementar e subsídios, em encargos sobre remunerações, onde se incluem os descontos para a Segurança Social, em formação de pessoal e em outros custos com pessoal que contempla entre outras os seguros com pessoal e custos com medicina no trabalho.

No Quadro 3-24 estão indicados os valores desagregados de acordo com o agrupamento mencionado anteriormente.

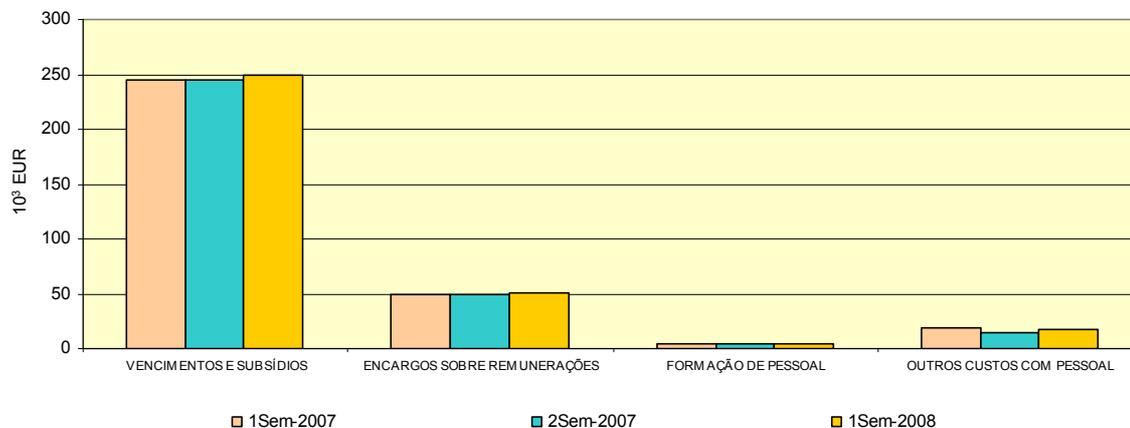
**Quadro 3-24 - Custos com pessoal da função de Regaseificação de GNL**

Unidade: 10³ EUR

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008	% 1Sem-2007	% 2Sem-2007	% 1Sem-2008
VENCIMENTOS E SUBSÍDIOS	244,41	244,41	249,79	77,1%	78,2%	77,7%
ENCARGOS SOBRE REMUNERAÇÕES	48,96	48,96	50,04	15,4%	15,7%	15,6%
FORMAÇÃO DE PESSOAL	4,74	4,74	4,85	1,5%	1,5%	1,5%
OUTROS CUSTOS COM PESSOAL	18,99	14,24	16,99	6,0%	4,6%	5,3%
<b>TOTAL</b>	<b>317,10</b>	<b>312,35</b>	<b>321,66</b>			

A Figura 3-16 permite visualizar a repartição dos custos com pessoal, da função de Regaseificação de GNL, pelos principais agregados.

**Figura 3-16 - Custos com pessoal da função de Regaseificação de GNL**



Os vencimentos e subsídios constituem o principal agregado de custos com pessoal, representando no ano gás 2007-2008 cerca de 93,6% do total.

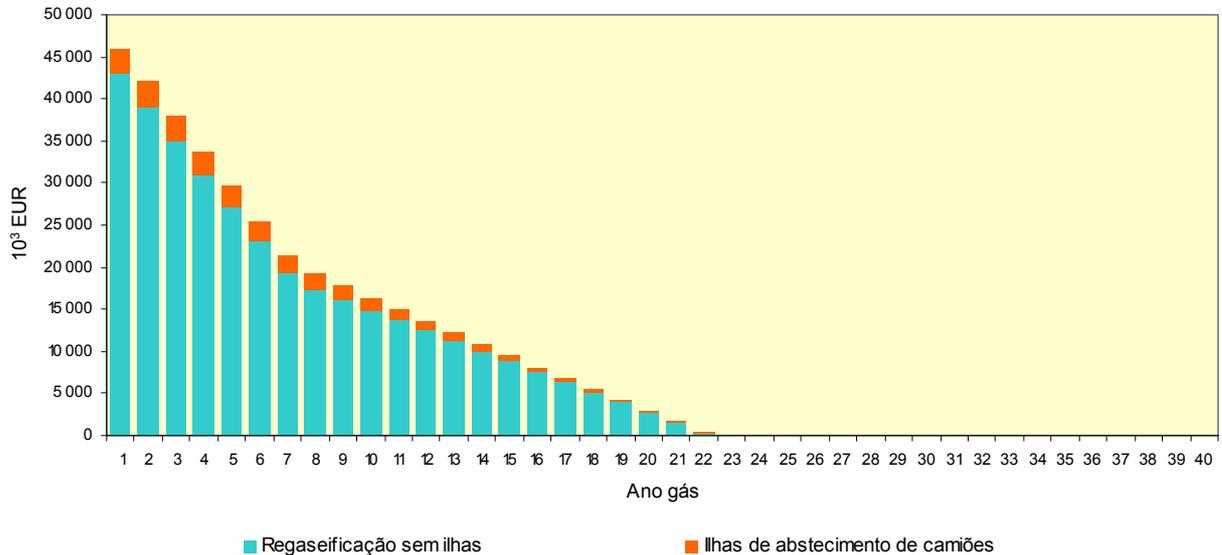
#### 3.3.4.4.1.2 CUSTO COM CAPITAL

Para o cálculo do custo com capital da função de Regaseificação de GNL, são excluídos os imobilizados afectos às ilhas para abastecimento de GNL de camiões cisternas, que são remunerados à taxa de remuneração de 8%, não sendo objecto de alisamento. Para os imobilizados afectos directamente à função de Regaseificação de GNL, foi utilizado o mesmo método de cálculo do custo com capital, das restantes funções.

A informação enviada pela REN Atlântico é análoga à das outras funções evidenciando os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer no 1º semestre de 2007 e durante os 40 anos da concessão, bem como os valores de participações ao investimento, para a função de Regaseificação de GNL e os valores afectos às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisternas. Foram também utilizadas as taxas médias de amortização de imobilizados e dos subsídios apresentadas pela REN Atlântico.

A Figura 3-17 mostra a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás para o período de 40 anos da concessão.

**Figura 3-17 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Regaseificação de GNL**



Os investimentos previstos para o período da concessão, de acordo com a informação enviada pela REN Atlântico, ascendem a 1 147 mil euros, a investir nos primeiro e segundo anos gás, conforme Quadro 3-25.

Verifica-se que no ano gás 23 (2029-2030) o imobilizado fica praticamente amortizado, não havendo qualquer indicação da ocorrência de novos investimentos no restante período da concessão.

**Quadro 3-25 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na função de Regaseificação de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano gás 1		Ano gás 2		Investimento no período da concessão
	2º sem 2007	1º sem 2008	2º sem 2008	1º sem 2009	
<i>Regaseificação sem Ilhas</i>					
Investimento	314	197	0	0	510
Transferido para exploração	-314	-197			-510
Em curso	0	0	0	0	0
<i>Ilhas para abastecimento de camiões</i>					
Investimento	260	377	0	0	637
Transferido para exploração	-260	-12	-365	0	-637
Em curso	0	365	0	0	365
<i>Regaseificação total</i>					
<b>Investimento</b>	<b>573</b>	<b>574</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 147</b>
<b>Transferido para exploração</b>	<b>-573</b>	<b>-209</b>	<b>-365</b>	<b>0</b>	<b>-1 147</b>
<b>Em curso</b>	<b>0</b>	<b>365</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>365</b>

No Quadro 3-26 apresentam-se os valores do imobilizados líquidos e das participações ao investimento por grandes agregados, para a função de Regaseificação de GNL, no final do 1º semestre de 2007 e no final de cada um dos semestres do ano gás 2007-2008.

Os imobilizados afectos à Regaseificação de GNL sem ilhas são objecto de alisamento do custo com capital, enquanto os imobilizados afectos às ilhas de abastecimento de camiões cisternas são remunerados pela taxa adoptada para cada período regulatório.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

**Quadro 3-26 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Regaseificação de GNL**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Regaseificação de GNL		Ano gás			Δ 2º sem2007/ 1º sem2007	Δ 1º sem2008/ 2º sem2007
		1º sem 2007	2º sem 2007	1º sem 2008		
1=2+3	<b>Imobilizado Líquido</b>	<b>72 829</b>	<b>70 386</b>	<b>67 919</b>	-3,35%	-3,51%
2	<b>Imobilizado Incorpóreo</b>	0	0	0	-	-
3	<b>Imobilizado Corpóreo</b>	<b>72 829</b>	<b>70 386</b>	<b>67 919</b>	-3,35%	-3,51%
	Terrenos e recursos naturais	0	0	0	-	-
	Edifícios e outras construções	2 091	2 043	1 996	-2,27%	-2,32%
	Equipamento básico	70 612	68 240	65 476	-3,36%	-4,05%
	Equipamento de transporte	24	20	17	-16,14%	-17,68%
	Ferramentas e utensílios	30	24	18	-19,98%	-24,29%
	Equipamento administrativo	54	43	34	-20,19%	-20,84%
	Outro imobilizado corpóreo	19	16	13	-15,58%	-18,46%
4	<b>Imobilizado em curso</b>	0	0	365	-	-
5	<b>Comparticipações líquidas</b>	<b>23 471</b>	<b>22 520</b>	<b>21 570</b>	-4,05%	-4,22%
6=1-4-5	<b>Imobilizado Líquido a remunerar</b>	<b>49 359</b>	<b>47 866</b>	<b>45 984</b>	-3,02%	-3,93%

Regaseificação de GNL sem ilhas		Ano gás			Δ 2º sem2007/ 1º sem2007	Δ 1º sem2008/ 2º sem2007
		1º sem 2007	2º sem 2007	1º sem 2008		
1=2+3	<b>Imobilizado Líquido</b>	<b>68 408</b>	<b>65 832</b>	<b>63 121</b>	-3,77%	-4,12%
2	<b>Imobilizado Incorpóreo</b>	0	0	0	-	-
3	<b>Imobilizado Corpóreo</b>	<b>68 408</b>	<b>65 832</b>	<b>63 121</b>	-3,77%	-4,12%
	Terrenos e recursos naturais	0	0	0	-	-
	Edifícios e outras construções	1 720	1 681	1 642	-2,27%	-2,32%
	Equipamento básico	66 571	64 056	61 404	-3,78%	-4,14%
	Equipamento de transporte	23	19	16	-16,14%	-17,68%
	Ferramentas e utensílios	25	20	15	-20,02%	-24,29%
	Equipamento administrativo	50	40	32	-20,21%	-20,85%
	Outro imobilizado corpóreo	18	15	13	-15,58%	-18,46%
4	<b>Imobilizado em curso</b>	0	0	0	-	-
5	<b>Comparticipações líquidas</b>	<b>22 036</b>	<b>21 124</b>	<b>20 212</b>	-4,14%	-4,32%
6=1-4-5	<b>Imobilizado Líquido a remunerar</b>	<b>46 372</b>	<b>44 708</b>	<b>42 910</b>	-3,59%	-4,02%

Ilhas de abastecimento de camiões		Ano gás			Δ 2º sem2007/ 1º sem2007	Δ 1º sem2008/ 2º sem2007
		1º sem 2007	2º sem 2007	1º sem 2008		
1=2+3	<b>Imobilizado Líquido</b>	<b>4 421</b>	<b>4 554</b>	<b>4 797</b>	3,00%	5,34%
2	<b>Imobilizado Incorpóreo</b>	0	0	0	-	-
3	<b>Imobilizado Corpóreo</b>	<b>4 421</b>	<b>4 554</b>	<b>4 797</b>	3,00%	5,34%
	Terrenos e recursos naturais	0	0	0	-	-
	Edifícios e outras construções	371	362	354	-2,25%	-2,31%
	Equipamento básico	4 040	4 183	4 072	3,54%	-2,67%
	Equipamento de transporte	1	1	1	-16,14%	-17,68%
	Ferramentas e utensílios	4	4	3	-19,73%	-24,31%
	Equipamento administrativo	3	3	2	-19,93%	-20,69%
	Outro imobilizado corpóreo	1	1	1	-15,58%	-18,46%
4	<b>Imobilizado em curso</b>	0	0	365	-	-
5	<b>Comparticipações líquidas</b>	<b>1 434</b>	<b>1 396</b>	<b>1 358</b>	-2,66%	-2,73%
6=1-4-5	<b>Imobilizado Líquido a remunerar</b>	<b>2 987</b>	<b>3 158</b>	<b>3 074</b>	5,72%	-2,65%

Para os activos líquidos da função de Regaseificação de GNL e com os pressupostos mencionados no capítulo 3.1, apuraram-se para cada um dos cenários os seguintes valores de custo com capital:

**Quadro 3-27 - Diferencial entre o custo com capital apurado para cada cenário na função de Regaseificação de GNL**

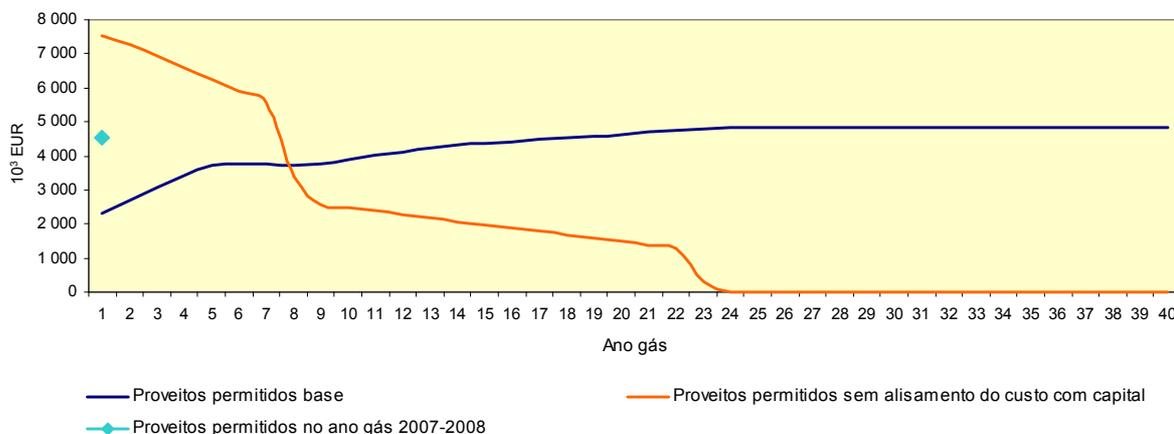
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Custo com capital no ano gás 1	Diferença para o cenário sem alisamento		Diferença para o cenário base	
Proveitos permitidos base	2 301	-5 242	-69,5%	0	0,0%
Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	7 543	0	0,0%	5 242	227,8%
<b>Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008</b>	<b>4 518</b>	<b>-3 025</b>	<b>-40,1%</b>	<b>2 217</b>	<b>96,3%</b>

No cenário adoptado de proveitos permitidos, para a função de Regaseificação de GNL, o valor do custo com capital para o ano gás 2007-2008 é superior ao apurado para o cenário base em 96,3%, facto que é explicado pela utilização de uma taxa de actualização das quantidades de 15%, superior em 7 pontos percentuais à utilizada no referido cenário. Relativamente ao cenário sem alisamento de custo com capital, o valor apurado é inferior em 40,1%.

A Figura 3-18 permite visualizar a evolução do custo com capital, na função de Regaseificação de GNL, para o período da concessão.

**Figura 3-18 - Custo com capital no período da concessão para a função de Regaseificação de GNL**



No cenário sem alisamento o valor do custo de capital é superior ao apurado para o cenário de proveitos permitidos. Tal deve-se ao facto dos imobilizados ficarem praticamente amortizados nesse ano gás, não se perspectivando qualquer investimento futuro.

### 3.3.4.5 PROVEITOS PERMITIDOS À REN ATLÂNTICO

#### 3.3.4.5.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos para a REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A., foi calculado de acordo com o artigo 57º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para cada uma das funções do terminal.

No processo de cálculo das tarifas para o ano gás 2007-2008 foram construídos vários cenários de cálculo dos proveitos permitidos para as três funções da REN Atlântico, apresentando-se em termos comparativos três cenários.

Os proveitos permitidos apurados para a REN Atlântico são os apresentados no Quadro 3-28, onde se comparam os valores apurados para cada cenário.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

Quadro 3-28 - Proveitos permitidos para a REN Atlântico

CENÁRIOS		Proveitos permitidos base	Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
Unidade: 10 <sup>7</sup> EUR				
$\tilde{C}_{Re\ c,t}$	Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás $t$	2 261	5 749	4 440
$\tilde{C}E_{Re\ c,t}$	Custos de exploração afectos a esta função, previstos para o ano gás $t$	1 448	1 448	1 448
$\tilde{S}_{Re\ c,t}$	Proveitos desta função que não resultam da aplicação do termo de recepção de GNL da tarifa UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$	0	0	0
$Amb_{Re\ c,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$ , aceites pela ERSE	0	0	0
$ACI_{Re\ c,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás $t-2$	0	0	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000
$\Delta R_{Re\ c,t-2}^{OT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da função de Recepção de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0
$\tilde{R}_{Re\ c,t}^{OT}$	<b>Proveitos permitidos da função de Recepção de GNL, previstos para o ano gás <math>t</math></b> $\tilde{C}_{Re\ c,t} + \tilde{C}E_{Re\ c,t} - \tilde{S}_{Re\ c,t} + (Amb_{Re\ c,t-2} - ACI_{Re\ c,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{Re\ c,t-2}^{OT}$	<b>3 709</b>	<b>7 197</b>	<b>5 887</b>
$\tilde{C}_{Arm,t}$	Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás $t$	6 556	8 638	12 872
$\tilde{C}E_{Arm,t}$	Custos de exploração afectos a esta função, previstos para o ano gás $t$	2 148	2 148	2 148
$\tilde{S}_{Arm,t}$	Proveitos desta função que não resultam da aplicação termo de armazenamento de GNL da tarifa UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$	0	0	0
$Amb_{Arm,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$ , aceites pela ERSE	0	0	0
$ACI_{Arm,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás $t-2$	0	0	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000
$\Delta R_{Arm,t-2}^{OT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da função de Armazenamento de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0
$\tilde{R}_{Arm,t}^{OT}$	<b>Proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL, previstos para o ano gás <math>t</math></b> $\tilde{C}_{Arm,t} + \tilde{C}E_{Arm,t} - \tilde{S}_{Arm,t} + (Amb_{Arm,t-2} - ACI_{Arm,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{Arm,t-2}^{OT}$	<b>8 704</b>	<b>10 786</b>	<b>15 020</b>
$\tilde{R}_{Re\ g,t}^{OT}$	<b>Proveitos permitidos com a Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás <math>t</math></b> $\tilde{C}_{Re\ g,t} + \tilde{C}E_{Re\ g,t} - \tilde{S}_{Re\ g,t} + (Amb_{Re\ g,t-2} - ACI_{Re\ g,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{Re\ g,t-2}^{OT}$	<b>5 778</b>	<b>11 020</b>	<b>7 995</b>
$\tilde{C}_{Re\ g,t}$	Custos com capital afectos à Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás $t$	2 301	7 543	4 518
$\tilde{C}E_{Re\ g,t}$	Custos de exploração afectos à Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás $t$	3 477	3 477	3 477
$\tilde{S}_{Re\ g,t}$	Proveitos Regaseificação de GNL que não resultam da aplicação do termo de regaseificação de GNL da tarifa UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$	0	0	0
$Amb_{Re\ g,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$ , aceites pela ERSE	0	0	0
$ACI_{Re\ g,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás $t-2$	0	0	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000
$\Delta R_{Re\ g,t-2}^{OT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da função de Regaseificação de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0
$\tilde{C}_{IC,t}$	Custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas, previstos para o ano gás $t$	523	523	523
$\tilde{R}_{Re\ gGNL,t}^{OT}$	<b>Proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás <math>t</math></b> $\tilde{R}_{Re\ g,t}^{OT} + \tilde{C}_{IC,t}$	<b>6 302</b>	<b>11 544</b>	<b>8 519</b>
$\Delta R_{UTRAR,t-2}^{OT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, tendo em conta os valores facturados no ano gás $t-2$ .			
$\tilde{R}_{UTRAR,t}^{recGNL}$	Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de recepção da tarifa de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$ $\tilde{R}_{Re\ c,t}^{OT} - \alpha_{Re\ c,t}^{OT} \times \Delta R_{UTRAR,t-2}^{OT}$	3 709	7 197	5 887
$\tilde{R}_{Re\ c,t}^{OT}$	Proveitos permitidos da função de Recepção de GNL, previstos para o ano gás $t$	3 709	7 197	5 887
$\alpha_{Re\ c,t}^{OT}$	Parâmetro que traduz o peso relativo dos proveitos permitidos da função de Recepção de GNL, previstos para o ano gás $t$ , no total dos proveitos permitidos para as 3 funções da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	19,8%	24,4%	20,0%
$\tilde{R}_{UTRAR,t}^{armGNL}$	Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de armazenamento da tarifa de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$ $\tilde{R}_{Arm,t}^{OT} - \alpha_{Arm,t}^{OT} \times \Delta R_{UTRAR,t-2}^{OT}$	8 704	10 786	15 020
$\tilde{R}_{Arm,t}^{OT}$	Proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL, previstos para o ano gás $t$	8 704	10 786	15 020
$\alpha_{Arm,t}^{OT}$	Parâmetro que traduz o peso relativo dos proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL, previstos para o ano gás $t$ , no total dos proveitos permitidos para as 3 funções da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	46,5%	36,5%	51,0%
$\tilde{R}_{UTRAR,t}^{regGNL}$	Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de regaseificação da tarifa de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás $t$ $\tilde{R}_{Re\ g,t}^{OT} - \alpha_{Re\ g,t}^{OT} \times \Delta R_{UTRAR,t-2}^{OT}$	6 302	11 544	8 519
$\tilde{R}_{Re\ gGNL,t}^{OT}$	Proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás $t$	6 302	11 544	8 519
$\alpha_{Re\ g,t}^{OT}$	Parâmetro que traduz o peso relativo dos proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás $t$ , no total dos proveitos permitidos para as 3 funções da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	33,7%	39,1%	29,0%
<b>Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás <math>t</math></b> $\tilde{R}_{UTRAR,t}^{recGNL} + \tilde{R}_{UTRAR,t}^{armGNL} + \tilde{R}_{UTRAR,t}^{regGNL}$		<b>18 714</b>	<b>29 527</b>	<b>29 426</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

No cenário adoptado para o ano gás 2007-2008, os proveitos permitidos da REN Atlântico atingem o montante de 29 426 milhares de euros, correspondendo a 5 887 milhares de euros de proveitos da função de Recepção, 15 020 milhares de euros da função de Armazenamento e 8 519 milhares de euros da função de Regaseificação, onde se incluem 523 milhares de euros de custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas.

No Quadro 3-29 apresentam-se os valores de proveitos apurados para cada cenário com a indicação da variação percentual para o cenário adoptado.

**Quadro 3-29 - Desagregação dos proveitos permitidos da REN Atlântico**

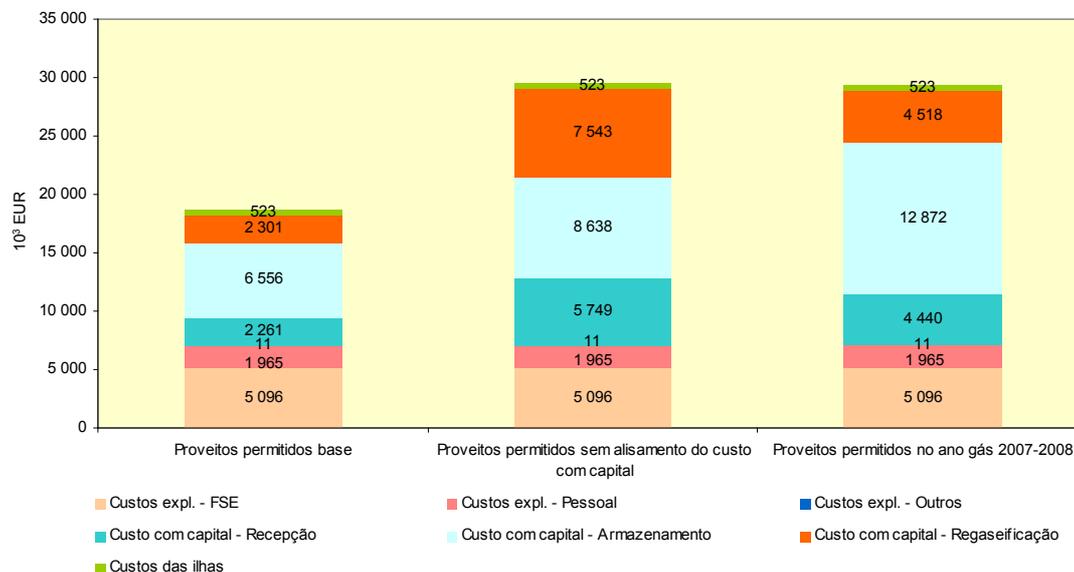
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Cenários			Diferença para o cenário base (c-a)/a	Diferença para o cenário sem alisamento (c-b)/b
		Base (a)	Sem alisamento do custo com capital (b)	Ano gás 2007-2008 (c)		
1	Custos com capital	11 118	21 931	21 830	96,3%	-0,5%
	<i>Recepção</i>	2 261	5 749	4 440	96,3%	-22,8%
	<i>Armazenamento</i>	6 556	8 638	12 872	96,3%	49,0%
	<i>Regaseificação</i>	2 301	7 543	4 518	96,3%	-40,1%
2	Custos de exploração	7 073	7 073	7 073	0,0%	0,0%
	<i>Fornecimentos e serviços externos</i>	5 096	5 096	5 096	0,0%	0,0%
	<i>Custos com o pessoal</i>	1 965	1 965	1 965	0,0%	0,0%
	<i>Outros custos</i>	11	11	11	0,0%	0,0%
3	Custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas	523	523	523	0,0%	0,0%
4=1+2+3	<b>Proveitos permitidos</b>	<b>18 714</b>	<b>29 527</b>	<b>29 426</b>	<b>57,2%</b>	<b>-0,3%</b>

Comparativamente aos cenários alternativos, o montante de proveitos permitidos é superior ao apurado para o cenário base em 57,2%, e inferior ao do cenário sem alisamento do custo com capital em 0,3%.

A Figura 3-19 permite visualizar as diferenças entre os valores de proveitos permitidos apurados para os três cenários alternativos.

Figura 3-19 - Desagregação dos proveitos permitidos para cada cenário na REN Atlântico



### 3.3.4.5.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-30 apresentam-se os valores de custos de exploração da REN Atlântico, previstos para o primeiro semestre de 2007 e para os dois semestres do ano gás 2007-2008.

Quadro 3-30 - Custos de exploração da REN Atlântico

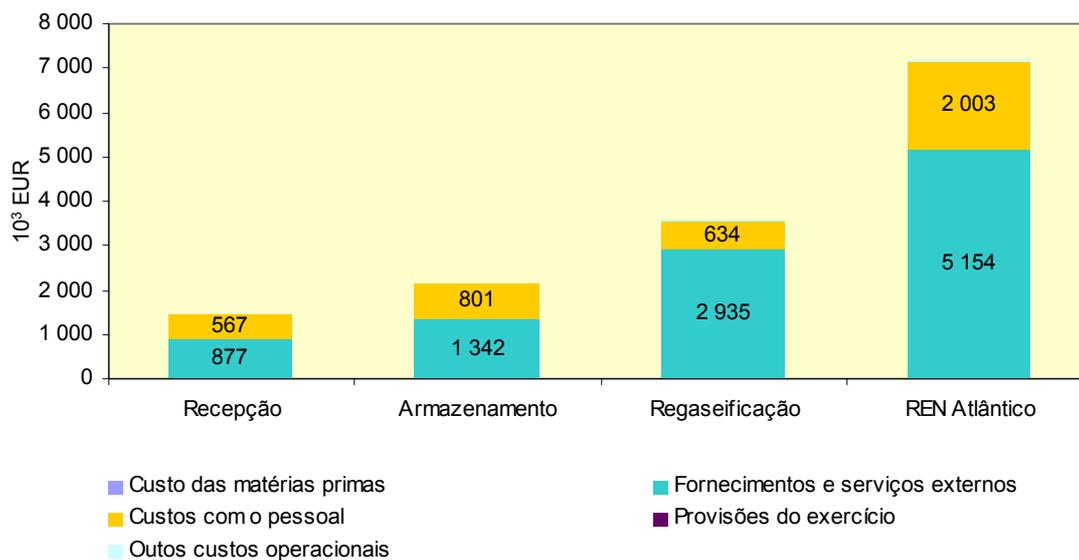
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	Ano gás 1		2Sem-2007/ 1Sem-2007	1Sem-2008/ 2Sem-2007
		2Sem-2007	1Sem-2008		
Custo das matérias primas	0,00	0,00	0,00	-	-
Fornecimentos e serviços externos	2 528,27	2 513,70	2 640,38	-0,6%	5,0%
Custos com o pessoal	1 001,69	986,69	1 016,08	-1,5%	3,0%
Provisões do exercício	0,38	0,38	0,37	0,0%	-2,2%
Outros custos operacionais	13,39	2,63	8,32	-80,3%	215,8%
<b>Custos de exploração</b>	<b>3 544</b>	<b>3 503</b>	<b>3 665</b>	<b>-1,1%</b>	<b>4,6%</b>

Os agregados com peso mais significativo ao nível dos custos de exploração são os fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal. Estes agregados apresentam uma redução do 1º semestre de 2007 para o 2º semestre de 2007, subindo no 1º semestre de 2008.

Para o ano gás 2007-2008, os custos de exploração aceites totalizam 7 169 milhares de euros, sendo 5 154 milhares de euros de fornecimentos e serviços externos e 2 003 milhares de euros de custos com pessoal.

**Figura 3-20 - Custos de exploração da REN Atlântico por função e natureza**



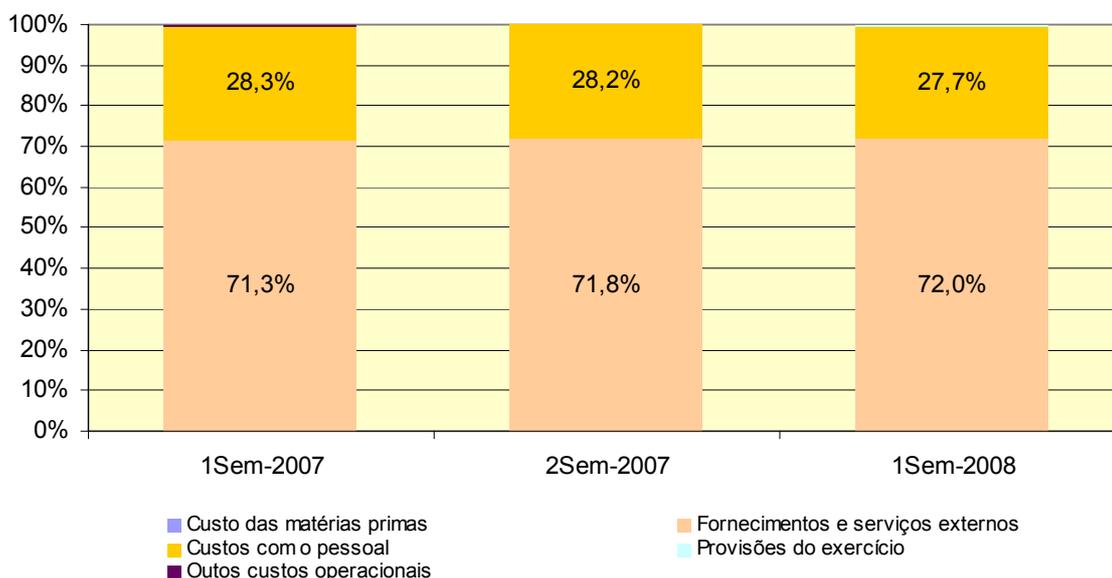
No Quadro 3-31 apresenta-se em termos percentuais a estrutura dos custos por natureza.

**Quadro 3-31 - Repartição percentual dos custos de exploração da REN Atlântico**

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008
Custo das matérias primas	0,0%	0,0%	0,0%
Fornecimentos e serviços externos	71,3%	71,8%	72,0%
Custos com o pessoal	28,3%	28,2%	27,7%
Provisões do exercício	0,0%	0,0%	0,0%
Outos custos operacionais	0,4%	0,1%	0,2%

A Figura 3-21 permite visualizar a mesma informação agora sob a forma gráfica.

**Figura 3-21 - Repartição percentual dos custos de exploração da REN Atlântico**



#### 3.3.4.5.1.1.1 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, representando entre 71,3% no 1º semestre de 2007 e 72,0% no 1º semestre de 2008.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por semestre e natureza é apresentada no Quadro 3-32.

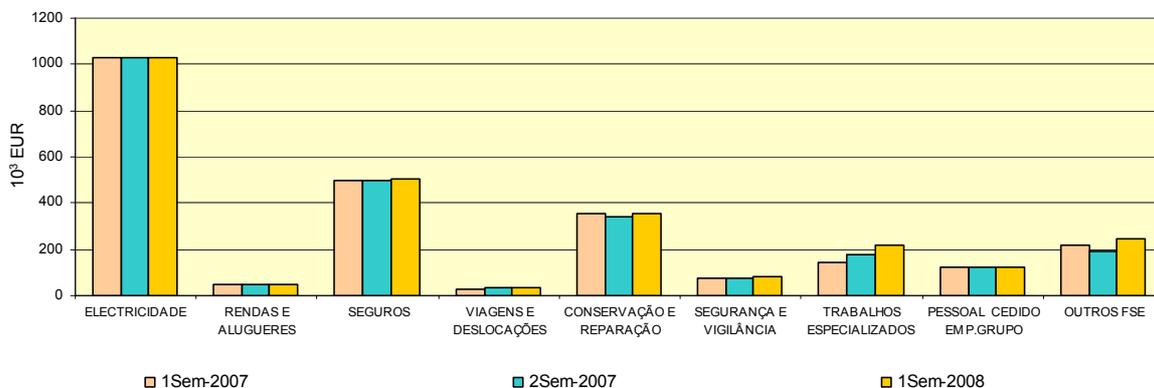
**Quadro 3-32 - Custos com FSE para a REN Atlântico**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008	% 1Sem-2007	% 2Sem-2007	% 1Sem-2008
ELECTRICIDADE	1 030,28	1 028,03	1 030,16	40,8%	40,9%	39,0%
RENDAS E ALUGUERES	46,09	46,09	46,97	1,8%	1,8%	1,8%
SEGUROS	499,32	499,32	507,55	19,7%	19,9%	19,2%
VIAGENS E DESLOCAÇÕES	30,40	30,97	35,72	1,2%	1,2%	1,4%
CONSERVAÇÃO E REPARAÇÃO	355,52	342,86	353,22	14,1%	13,6%	13,4%
SEGURANÇA E VIGILÂNCIA	78,26	78,26	79,44	3,1%	3,1%	3,0%
TRABALHOS ESPECIALIZADOS	145,20	177,14	220,28	5,7%	7,0%	8,3%
PESSOAL CEDIDO EMP.GRUPO	121,81	121,81	124,49	4,8%	4,8%	4,7%
OUTROS FSE	221,38	189,22	242,56	8,8%	7,5%	9,2%
<b>TOTAL</b>	<b>2 528,27</b>	<b>2 513,70</b>	<b>2 640,38</b>			

A Figura 3-22 permite visualizar a repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos da REN Atlântico, pelas diferentes naturezas. Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de electricidade, seguros, conservação e reparação e trabalhos especializados, que no 1º ano gás representam 80,7% do total dos fornecimentos e serviços externos.

Figura 3-22 - Custos com FSE por natureza para a REN Atlântico



A função que apresenta um maior peso percentual no total dos custos com fornecimentos e serviços externos, no ano gás 2007-2008, é a da Regaseificação de GNL, com cerca de 57,0%. Tal facto deve-se sobretudo ao elevado peso dos custos com electricidade (cerca de 66,6% do total dos custos dessa função) que é utilizada no processo de aquecimento para a regaseificação do gás liquefeito. Realça-se também o elevado peso das rubricas de seguros e conservação e reparação, que em conjunto representam cerca de 33,0% do total.

Quadro 3-33 - Custos com FSE por natureza para a REN Atlântico

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Recepção	Armazenamento	Regaseificação	REN Atlântico	%
ELECTRICIDADE	0,00	102,91	1 955,28	2 058,19	39,9%
RENDAS E ALUGUERES	26,53	36,88	29,65	93,06	1,8%
SEGUROS	286,78	399,61	320,48	1 006,87	19,5%
VIAGENS E DESLOCAÇÕES	19,83	24,71	22,15	66,69	1,3%
CONSERVAÇÃO E REPARAÇÃO	198,35	276,08	221,65	696,08	13,5%
SEGURANÇA E VIGILÂNCIA	44,90	62,63	50,17	157,70	3,1%
TRABALHOS ESPECIALIZADOS	122,74	137,51	137,16	397,42	7,7%
PESSOAL CEDIDO EMP.GRUPO	69,77	98,56	77,97	246,30	4,8%
OUTROS FSE	108,12	202,84	120,82	431,78	8,4%
<b>TOTAL</b>	<b>877,02</b>	<b>1 341,73</b>	<b>2 935,33</b>	<b>5 154,08</b>	
<b>PESO DOS CUSTOS DE CADA FUNÇÃO</b>	<b>17,0%</b>	<b>26,0%</b>	<b>57,0%</b>		

#### 3.3.4.5.1.1.2 CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam na totalidade dos custos de exploração da REN Atlântico entre 28,3%, no 1º semestre de 2007, e 27,7%, no 1º semestre de 2008, ascendendo no primeiro ano gás a cerca de 2 002,8 milhares de euros.

Os vencimentos e subsídios são o maior agregado, representando cerca de 78% do total. Em termos semestrais verifica-se uma redução de 1,5% entre o 1º e 2º semestre de 2007, e um acréscimo de 3,0% no 1º semestre de 2008 (Quadro 3-34)

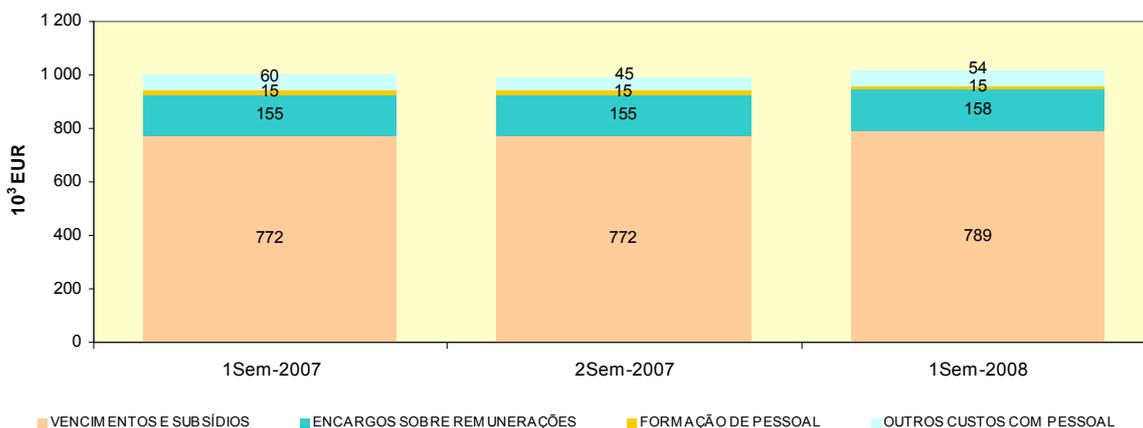
**Quadro 3-34 - Custos com pessoal da REN Atlântico**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem-2007	2Sem-2007	1Sem-2008	% 1Sem-2007	% 2Sem-2007	% 1Sem-2008
VENCIMENTOS E SUBSÍDIOS	772,06	772,06	789,05	77,1%	78,2%	77,7%
ENCARGOS SOBRE REMUNERAÇÕES	154,66	154,66	158,06	15,4%	15,7%	15,6%
FORMAÇÃO DE PESSOAL	14,99	14,99	15,32	1,5%	1,5%	1,5%
OUTROS CUSTOS COM PESSOAL	59,98	44,98	53,66	6,0%	4,6%	5,3%
<b>TOTAL</b>	<b>1 001,69</b>	<b>986,69</b>	<b>1 016,08</b>			
VARIACÃO						
				2Sem-2007/ 1Sem-2007	1Sem-2008/ 2Sem-2007	
				-1,5%	3,0%	

A Figura 3-23 permite visualizar a repartição dos custos com pessoal, da REN Atlântico, pelos principais agregados.

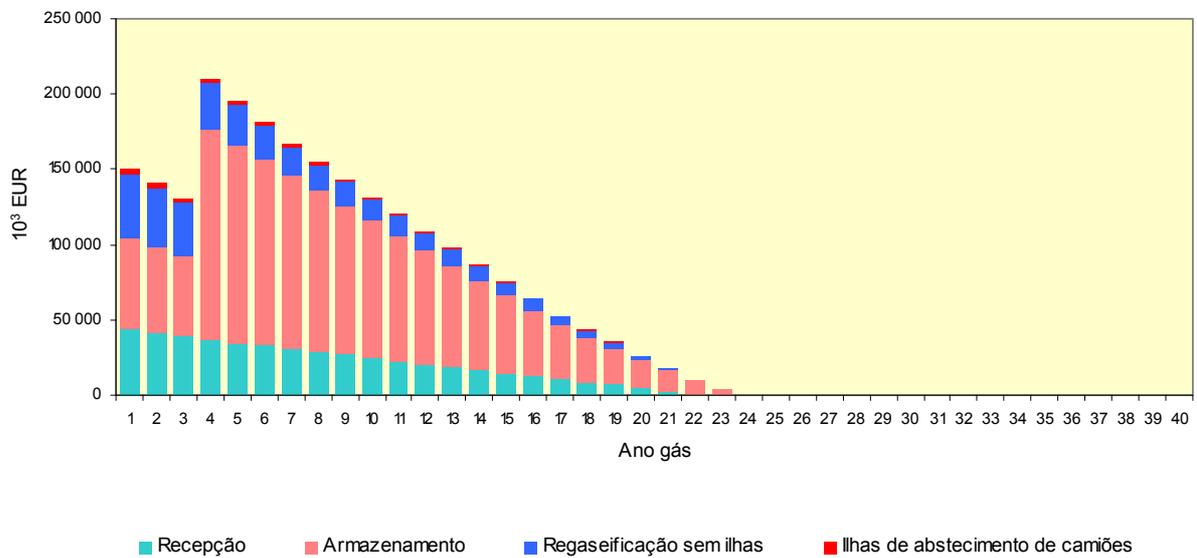
**Figura 3-23 - Custos com pessoal da REN Atlântico**



### 3.3.4.5.1.2 CUSTO COM CAPITAL

A Figura 3-24 mostra a evolução da base de activos regulados no final de cada ano gás para o período dos 40 anos da concessão, desagregado pelas funções de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, bem como os valores afectos às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisternas.

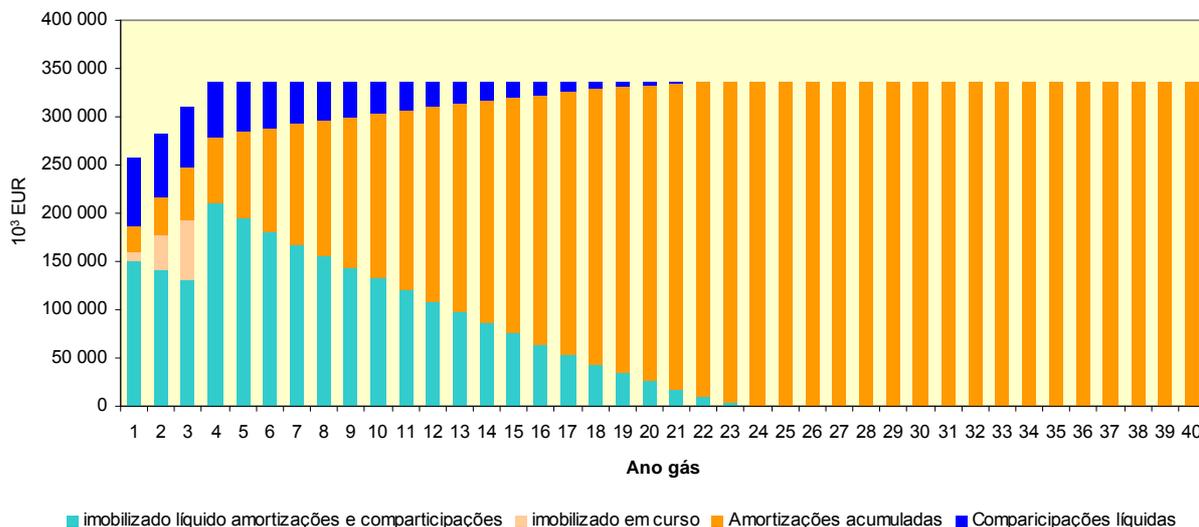
**Figura 3-24 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Atlântico**



Verifica-se que no ano gás 2030-2031 (24º ano) o imobilizado fica praticamente amortizado, não havendo qualquer indicação da ocorrência de novos investimentos no restante período da concessão.

Na Figura 3-25 apresenta-se a evolução do imobilizado bruto com a desagregação por imobilizado líquido, imobilizado em curso, amortizações acumuladas e participações ao investimento.

**Figura 3-25 - Evolução do imobilizado da REN Atlântico, desagregado por imobilizado líquido, em curso, amortizações e participações ao investimento**



Os investimentos previstos para o período da concessão, de acordo com a informação enviada pela REN Atlântico, ascendem a 92 418 mil euros, e ocorrem nos quatro primeiros anos gás, conforme Quadro 3-35.

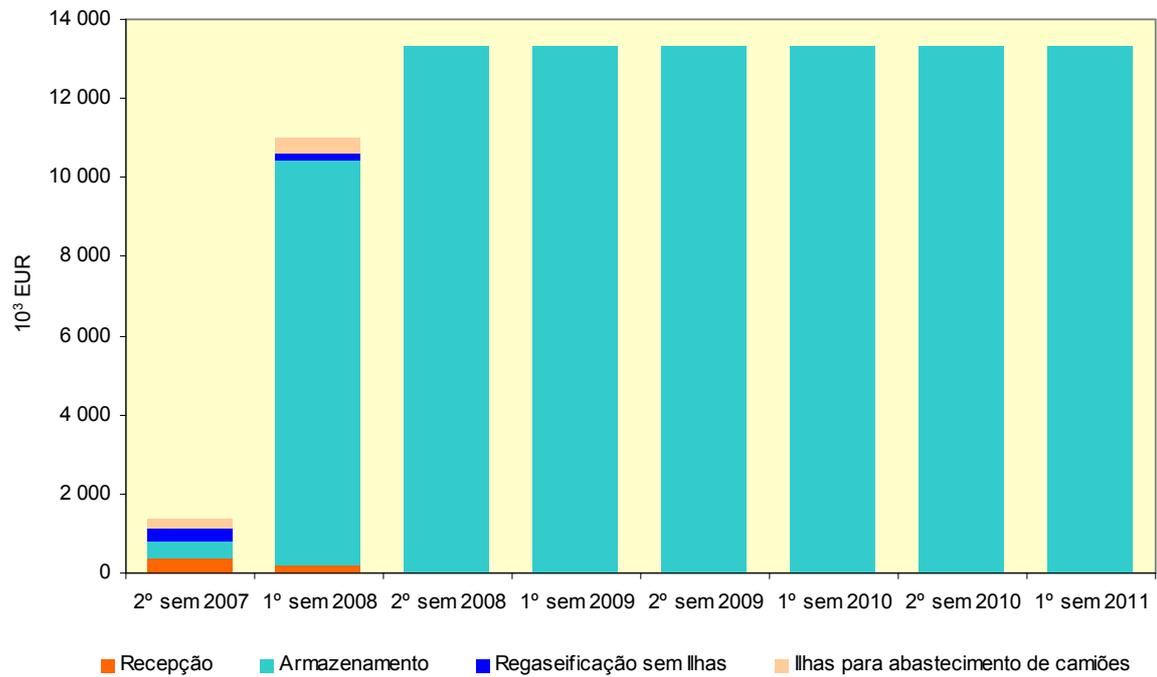
**Quadro 3-35 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na REN Atlântico**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano gás 1		Ano gás 2		Ano gás 3		Ano gás 4		Período da concessão
	2º sem 2007	1º sem 2008	2º sem 2008	1º sem 2009	2º sem 2009	1º sem 2010	2º sem 2010	1º sem 2011	
Investimento	1 393	11 025	13 333	13 333	13 333	13 333	13 333	13 333	92 418
Transferido para exploração	-1 393	-660	-365	0	0	0	0	-90 000	-92 418
Em curso	0	10 365	23 333	36 667	50 000	63 333	76 667	0	

A evolução semestral dos investimentos por função é apresentada na Figura 3-26, onde é possível visualizar que praticamente todo o investimento irá ocorrer na função de Armazenamento de GNL.

Figura 3-26 - Investimentos a efectuar pela REN Atlântico por função



No Quadro 3-36 apresenta-se o valor do imobilizado a remunerar, líquido de amortizações e das participações ao investimento por grandes agregados, para a REN Atlântico, no final do 1º semestre de 2007 e no final de cada um dos semestres do ano gás 2007-2008.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

**Quadro 3-36 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da REN Atlântico**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano gás			Δ 2º sem2007/ 1º sem2007	Δ 1º sem2008/ 2º sem2007
	1º sem 2007	2º sem 2007	1º sem 2008		
1=2+3 <b>Imobilizado Líquido</b>	233 810	227 945	231 645	-2,51%	1,62%
2 <b>Imobilizado Incorpóreo</b>	0	0	0	-	-
3 <b>Imobilizado Corpóreo</b>	233 810	227 945	231 645	-2,51%	1,62%
Terrenos e recursos naturais	0	0	0	-	-
Edifícios e outras construções	6 375	6 228	6 081	-2,30%	-2,36%
Equipamento básico	227 039	221 395	214 943	-2,49%	-2,91%
Equipamento de transporte	77	64	53	-16,14%	-17,68%
Ferramentas e utensílios	89	71	54	-20,07%	-24,40%
Equipamento administrativo	169	135	107	-20,20%	-20,85%
Outro imobilizado corpóreo	61	52	42	-15,55%	-18,41%
4 Imobilizado em curso	0	0	10 365	-	-
5 <b>Participações líquidas</b>	75 570	73 287	71 005	-3,02%	-3,11%
6=1-4-5 <b>Imobilizado Líquido a remunerar</b>	158 239	154 657	150 275	-2,26%	-2,83%

O valor do custo com capital apurado para a REN Atlântico resulta do somatório dos custos de capital apurados para cada uma das funções de acordo com as taxas de actualização e remuneração utilizadas, dos activos regulados e das quantidades.

**Quadro 3-37 - Diferencial entre o custo com capital apurado para cada cenário na REN Atlântico**

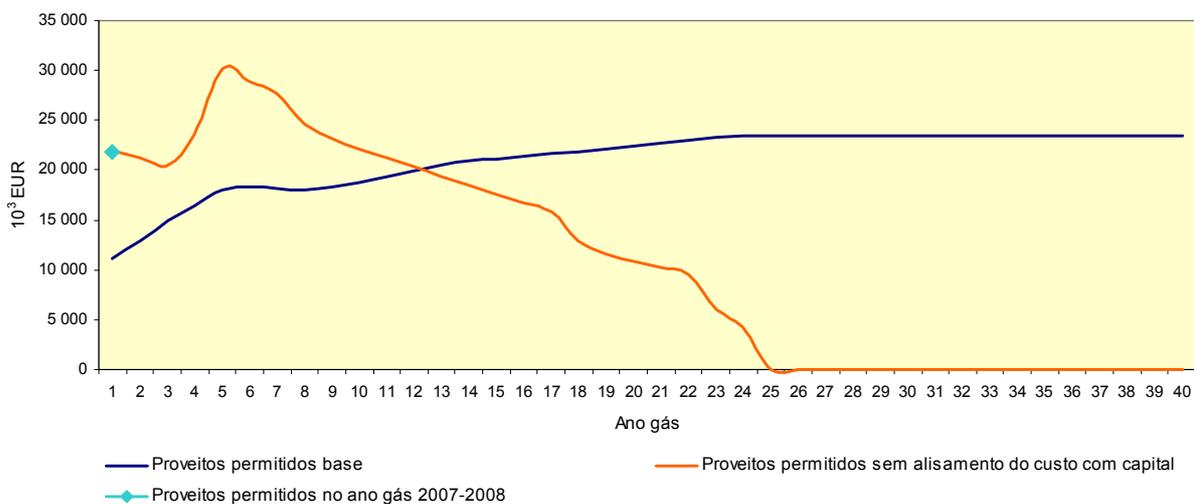
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Custo com capital no ano gás 1	Diferença para o cenário sem alisamento		Diferença para o cenário base	
Proveitos permitidos base	11 118	-10 812	-49,3%	0	0,0%
Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	21 931	0	0,0%	10 812	97,2%
<b>Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008</b>	<b>21 830</b>	<b>-101</b>	<b>-0,5%</b>	<b>10 712</b>	<b>96,3%</b>

O valor do custo com capital do cenário de proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008 é de 21 830 milhares de euros, sendo superior em 96,3% ao apurado para o cenário base e inferior ao valor do cenário sem alisamento em 0,5%.

A Figura 3-27 permite visualizar a evolução do custo com capital, na REN Atlântico, para o período da concessão.

Figura 3-27 - Custo com capital no período da concessão para a REN Atlântico



### 3.4 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

#### 3.4.1 ACTIVIDADE

O Estado Português celebrou com a Transgás, em 14 de Outubro de 1993, um contrato de concessão, cujo objecto é a importação de gás natural e o seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão.

Em 1997 a Transgás iniciou a exploração da actividade e conseqüentemente do transporte de gás natural, actividade que não se encontrava desagregada das restantes.

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro estabelece as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), definindo que a actividade de transporte de gás natural é exercida mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), que corresponde a uma única concessão do Estado, exercida em regime de serviço público. Esta actividade é separada jurídica e patrimonialmente das demais actividades desenvolvidas no âmbito do SNGN, assegurando-se a independência e a transparência do exercício da actividade e do seu relacionamento com as demais. Esta actividade assume um papel fundamental no sistema, na medida

em que a sua exploração integra a gestão global do sector, assegurando a coordenação sistémica das infra-estruturas de armazenamento, dos terminais e das redes de distribuição do gás natural.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, define o regime jurídico aplicável às actividades reguladas, incluindo as respectivas bases das concessões e os termos em que é modificado o contrato de concessão entre o Estado e a Transgás no que respeita ao transporte de gás natural e no seu artigo 68º estabelece que a concessão será atribuída a uma sociedade em relação de domínio total inicial com a Rede Eléctrica Nacional, SA - REN

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 30 de Junho, veio autorizar a REN a constituir uma nova sociedade, designada como REN, Gasodutos, SA e por fim a Resolução do Conselho de Ministros n.º 105/2006, de 23 de Agosto, aprova a minuta do contrato de concessão do serviço público de transporte de gás natural, através da rede de alta pressão, entre o Estado e a sociedade REN, Gasodutos, SA.

Deste modo a empresa concessionária tem por objecto:

- O recebimento, o transporte e a entrega de gás natural, através da rede de alta pressão;
- A construção, a manutenção, a operação e a exploração de todas as infra-estruturas que integram a RNTGN e das interligações às redes a que esteja ligada e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.

O Regulamento das Relações Comerciais aprovado pelo Despacho nº 16 624-A/2006, de 1 de Setembro de 2006, define no n.º 2 do artigo 28º que o operador da rede transporte de gás natural deve proceder à separação contabilística das actividades reguladas, para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos.

### 3.4.2 PRESSUPOSTOS

No cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008 foram usados os seguintes pressupostos:

- Taxa de inflação – 2,2%
- Taxa de remuneração do capital – 8%
- Taxa de actualização do activo – 8%
- Taxa de actualização das quantidades de gás natural – 11%.

### 3.4.3 INFORMAÇÃO RECEBIDA

A informação enviada à ERSE pela REN Gasodutos relativa às actividades reguladas por ela desenvolvidas, no âmbito do operador de transporte de gás natural não contemplou a totalidade da

informação prevista enviar, constante do Regulamento tarifário, nem foi enviada no prazo nele definido. A recente constituição da empresa (26 de Setembro de 2006) e os atrasos na avaliação dos imobilizados (tarefa a executar por três entidades bancárias) justificam a não entrega nos prazos fixados. Salienta-se, no entanto a grande colaboração demonstrada pela empresa no esclarecimento de todas as dúvidas que foram surgindo e no envio da informação à medida que esta ia ficando concluída.

A informação recebida foi a seguinte:

- Activos fixos (valores líquidos, amortizações, transferências para exploração e subsídios), por actividade, no final de cada semestre de todos os anos do período da concessão (40 anos);
- Orçamento de exploração com a discriminação dos custos e de alguns proveitos, para o primeiro semestre de 2007 e para os dois semestres seguintes, que constituem o ano gás 2007-2008 (2º semestre de 2007 e 1º semestre de 2008);
- Taxa de inflação utilizada;
- Taxa de remuneração do capital;
- Critérios de repartição dos custos de exploração entre actividades;
- Quantidade de gás natural prevista transportar em cada semestre de cada ano do período da concessão (40 anos).

Relativamente ao valor dos activos fixos é de sublinhar que a REN Gasodutos apresenta duas versões, o que implicou uma duplicação do trabalho desenvolvido, situação que se repetiu em relação às quantidades de gás natural transportado, para as quais existiram três valores diferentes.

A informação necessária e que não foi disponibilizada é a seguinte:

- Balanço de início da actividade;
- Balanços e demonstrações de resultados estimadas e previsionais;
- Informação sobre empréstimos contraídos (montantes, taxas, prazos de pagamento, etc.);
- Informação económica das actividades reguladas.

Dada a forma de regulação adoptada, uma regulação por custos e investimentos aceites numa base anual, estes deverão ser devidamente justificados de modo a permitir uma tomada de decisão absolutamente fundamentada. No entanto, neste primeiro ano é compreensível que a própria empresa, que acabou de iniciar a actividade, tenha algumas dificuldades em justificar de forma exaustiva, não só os valores estimados, mas, por maioria de razão, os valores previstos (a empresa apresentou estes valores sem ter tido um semestre de actividade).

No futuro será necessário corrigir esta situação, apresentando as devidas justificações tanto para os custos de exploração, como para os investimentos a efectuar, discriminando:

- O valor absoluto de cada rubrica, a sua evolução, valores estimados e previsionais;
- As diferenças entre valores previstos e valores reais e a justificação das principais variações;
- As chaves de repartição das despesas comuns.
- A justificação para as eventuais alterações aos valores previstos dos investimentos.

#### 3.4.4 ACTIVIDADES REGULADAS

A empresa REN Gasodutos, SA é a concessionária do transporte de gás natural em alta pressão, exercida em regime de serviço público, através da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN).

As principais competências da empresa concessionária assentam em assegurar:

- O transporte de gás natural no estado gasoso através da rede de gasodutos de alta pressão e respectivo fornecimento de gás a entidades que detêm a concessão da distribuição do gás natural e a grandes clientes ligados directamente à rede primária.
- O transporte do GNL em camiões cisterna até às Unidades Autónomas de Gás (UAG) e respectivo fornecimento às entidades que detêm a licença de distribuição do gás natural e a grandes clientes.

Estas competências caracterizam a actividade de Transporte de gás natural.

Para além desta actividade regulada o operador da rede de transporte exerce ainda mais duas actividades, também elas sujeitas a regulação da ERSE: a actividade de Acesso à RNTGN e a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema.

A actividade de Acesso à RNTGN caracteriza-se por transferir os custos associados ao uso da rede de transporte e à gestão técnica global do sistema para os operadores das redes de distribuição, para os comercializadores de gás natural e para os clientes que se encontrem ligados à rede de transporte, que adquirem directamente gás natural no mercado

A actividade de Gestão Técnica Global do Sistema consiste na coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural.

Na sua qualidade de gestor técnico do sistema compete ao operador da rede de transporte gerir de forma eficiente os meios técnicos disponíveis, bem como a gestão dos fluxos de gás natural na rede, assegurando a inter operacionalidade entre eles, nomeadamente aos que estão ligados à RNTGN.

#### 3.4.4.1 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

##### 3.4.4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No caso da actividade de Transporte de gás natural, à semelhança do estabelecido para a actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, a regulação por custos aceites adoptada tem uma forma específica de reconhecimento anual da remuneração da base de activos regulados e das amortizações, que em conjunto constituem os custos com o capital, a fim de evitar alterações no perfil da remuneração derivadas da falta de estabilidade da evolução das quantidades de gás natural movimentadas. Esta forma de cálculo adoptada para o custo do capital é, do ponto de vista financeiro, igual à tradicional, mas o perfil de pagamentos (ou de proveitos permitidos) é alterado para que haja uma repartição justa dos pagamentos entre os consumidores actuais e os futuros.

Assim, as premissas em que assenta esta forma de regulação são as seguintes:

- O período de regulação mantém-se por três anos.
- Para cada período de regulação é determinada a taxa de remuneração a aplicar ao activo líquido que se mantém inalterada.
- Os custos operacionais (com excepção das amortizações) são aceites em base anual com ajustamentos a dois anos.
- Os custos com capital são calculados para cada um dos anos do período compreendido entre o primeiro ano gás de regulação e o último ano gás da concessão, e são dados pela soma das amortizações com a remuneração da base de activos regulados, constituída pelo valor médio dos activos imobilizados não financeiros, no início e no final de cada ano gás, deduzidos das amortizações acumuladas e dos subsídios ao investimento. Os investimentos adicionais vão sendo somados ao valor global do activo.
- O perfil dos proveitos permitidos é estabelecido, de modo a que os custos com capital unitários se mantenham constantes ao longo do tempo, de acordo com os valores previstos de evolução da procura, ou seja, a evolução dos proveitos permitidos unitários segue muito de perto a evolução prevista da procura.
- Todos os anos o cálculo do perfil dos custos com capital é feito para o período da concessão, tendo em conta as novas previsões da procura e a procura verificada.

- No início de um novo período de regulação, os cálculos para os anos futuros são refeitos, tendo em conta a taxa de remuneração dos activos proposta para o novo período de regulação.

No cálculo dos proveitos permitidos desta actividade, foram considerados os seguintes custos:

- a) Custo com capital afecto a esta actividade;
- b) Custos de exploração, deduzidos dos proveitos líquidos das operações ocorridas entre a REN e as Sociedades de Gasodutos nacionais.

Como o próprio Regulamento refere, os custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental e os proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, bem como o ajustamento dos proveitos desta actividade não são calculados nos dois primeiros anos de regulação.

#### 3.4.4.1.1.1 CUSTO COM CAPITAL

A inexistência de uma experiência de regulação anterior no âmbito das actividades que compõem o sector do gás natural aconselha a ERSE, neste primeiro ano gás (2007-2008), a proceder, na determinação do nível dos proveitos permitidos desta actividade, de modo a acautelar que as tarifas de acesso às infra-estruturas da rede de transporte de gás natural que deles resultem não possam causar, desde logo, face às que se encontram em vigor durante o 1.º semestre de 2007, um impacte significativo no equilíbrio económico e financeiro da empresa, inibidor de um desenvolvimento que se pretende sustentado.

Esta pretensa actuação da ERSE de forma gradual, não pode, contudo, descurar um dos objectivos principais do exercício da actividade de regulação que passa pela protecção dos consumidores finais, nomeadamente, no que respeita ao acesso não discriminatório entre consumidores, com idênticas características de consumo, a tarifas justas e adequadas aos custos que originam. Por outras palavras, significa que a determinação dos proveitos permitidos deve ter sempre presente o cumprimento das regras contempladas no Regulamento Tarifário, as quais foram estabelecidas de forma a acomodar os interesses tanto dos consumidores como das empresas.

Este enquadramento justifica-se porque, também nesta actividade, tal como já efectuado para a REN Atlântico, a determinação dos proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008 foi precedida de um elevado número de simulações. Estas simulações diferiram unicamente no cálculo dos custos com capital, tendo permanecido os custos de exploração inalterados.

Neste sentido, entre as diversas simulações ensaiadas retiveram-se duas que serviram de enquadramento ao cenário escolhido como proveitos permitidos no ano gás 2007-2008, por constituírem

os cenários que determinam valores de proveitos permitidos extremos para a actividade de Transporte de gás natural.

Um modo de alterar o perfil de recuperação do custo com capital face ao inicialmente previsto passa pela consideração de taxas de desconto diferenciadas para actualização dos valores monetários e das quantidades.

A simulação que cumpre com a aplicação da fórmula do artigo 85.º, sucintamente acima descrita, designada por “Proveitos permitidos base”, resulta no valor mais baixo que os proveitos permitidos para esta actividade podem observar no primeiro ano gás.

Em contrapartida, fazendo uso do preconizado nas disposições transitórias previstas no Regulamento Tarifário, no pressuposto de que a aplicação das regras estabelecidas para o cálculo dos proveitos permitidos para o primeiro ano gás conduzissem a uma variação tarifária significativa, face às tarifas de uso da rede de transporte de gás natural em vigor, determinou-se qual o limiar máximo de proveitos enquadrável pelo Regulamento Tarifário. Esse nível de proveitos é atingido se não se efectuar qualquer alisamento dos custos com capital, o que é o mesmo que utilizarmos a forma tradicional de remunerar a base de activos regulados, por aplicação da taxa de remuneração ao valor da base de activos aceite pela ERSE para o ano gás 2007-2008, não considerando nem a evolução dessa base de activos regulados até final do período da concessão, nem a influência das quantidades de gás natural previstas transportar, igualmente ao longo desse mesmo período.

Acontece que na verdade, as tarifas para o ano gás 2007-2008 resultantes dos proveitos permitidos obtidos por aplicação da fórmula de cálculo de alisamento dos custos com capital ao longo dos 40 anos da concessão, presente na simulação dos proveitos base, tendo em consideração a informação disponível sobre o nível das tarifas de acesso à rede de transporte de gás natural actualmente em vigor, estabelecidas por acordo entre a REN Gasodutos e a Transgás, S.A., conduziriam a uma variação tarifária significativa, conforme mais detalhadamente descrito no capítulo 7.3.1.

Perante este facto, justifica-se a necessidade de no primeiro ano gás serem alterados os parâmetros de regulação que se encontram previstos artigo 65.º do Regulamento Tarifário para cálculo dos custos com capital associados à actividade de Transporte de gás natural da REN Gasodutos.

Um modo de alterar o perfil de recuperação do custo com capital face ao inicialmente previsto passa pela consideração de taxas de desconto diferenciadas para actualização dos valores monetários e das quantidades.

Esta diferenciação está, de resto, de acordo com um nível de risco mais elevado associado à previsão das quantidades previstas transportar através do gasoduto, justificado por uma maior incerteza quanto à probabilidade de ocorrência dos consumos futuros. Neste sentido, a ERSE considera que uma taxa de

actualização de 11%, face à taxa de actualização de 8% com que são descontados os valores monetários futuros, é um valor adequado para descontar as quantidades previstas até final da concessão, fazendo com que os actuais consumidores contribuam desde já, de uma forma mais justa, para os investimentos que se prevêem vir a realizar a curto prazo e, dos quais, serão sempre beneficiários.

No Quadro 3-38 resumem-se os pressupostos utilizados nas simulações anteriormente referidas:

**Quadro 3-38 - Pressupostos utilizados nas simulações do cálculo dos Proveitos Permitidos**

	<b>Proveitos permitidos base</b>	<b>Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital</b>	<b>Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008</b>
Taxa de remuneração	8,0%	8,0%	8,0%
Taxa de actualização do activo	8,0%	8,0%	8,0%
Taxa de actualização das quantidades de GN	8,0%		11,0%
Quantidades transportadas no ano gás 2007/2008	4 312 500 Milhares de m <sup>3</sup> de GN	4 312 500 Milhares de m <sup>3</sup> de GN	4 312 500 Milhares de m <sup>3</sup> de GN
Taxa de inflação	2,2%	2,2%	2,2%
Alisamento tarifário	40 anos		40 anos
Investimento no período da concessão	153 447 Milhares de euros	153 447 Milhares de euros	153 447 Milhares de euros

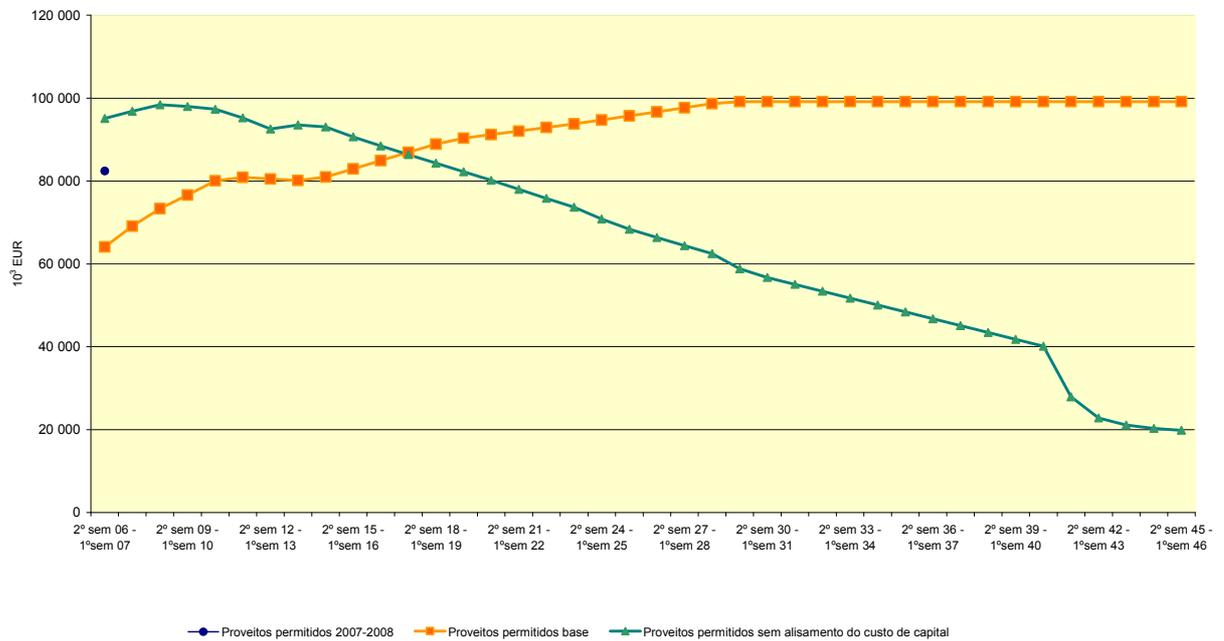
No Quadro 3-39 apresentam-se os valores dos proveitos obtidos em cada simulação

Quadro 3-39 - Valores das simulações dos proveitos permitidos

		Proveitos permitidos base	Proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
$\tilde{C}_{C,t}$	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás $t$	48 329	79 313	66 656
$\tilde{C}_{E,t}$	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás $t$	18 917	18 917	18 917
$\tilde{S}_{T,t}$	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás $t$	3 154	3 154	3 154
$Amb_{T,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$	0	0	0
$ACI_{T,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às infra-estruturas e às Interligações, no ano gás $t-2$	0	0	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0
$\Delta R_{URT,t-2}^{ORT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0
$\tilde{R}_{URT,t}^{ORT}$	<b>Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, previstos para o ano gás <math>t</math></b>	<b>64 092</b>	<b>95 076</b>	<b>82 419</b>

A Figura 3-28 permite visualizar a evolução dos proveitos permitidos para os 40 anos gás da concessão, nos cenários base e sem alisamento e para o primeiro ano gás no cenário escolhido.

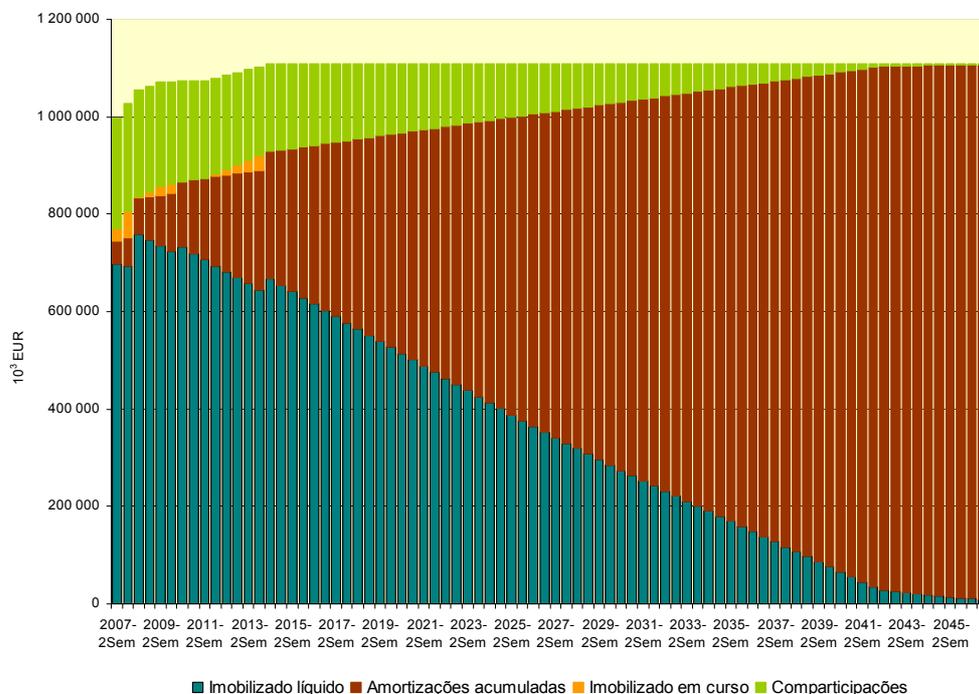
Figura 3-28 - Comparação dos cenários dos proveitos permitidos



#### 3.4.4.1.1.1 IMOBILIZADO

Para a obtenção dos proveitos permitidos necessitamos de determinar o custo com capital que, nesta actividade, utiliza o valor do immobilizado líquido de participações e do immobilizado em curso. A Figura 3-29 mostra a forma como o immobilizado se decompõe entre o valor do immobilizado líquido, das participações, do immobilizado em curso e das amortizações em cada um dos semestres do período da concessão.

Figura 3-29 - Evolução do imobilizado durante o período da concessão



### 3.4.4.1.1.2 INVESTIMENTO

No activo a remunerar apresentado na Figura 3-29, estão incluídos os investimentos que a REN, Gasodutos prevê vir a efectuar para fazer face à evolução dos consumos.

A empresa prevê efectuar novos investimentos nesta actividade entre 2007 e 2014 (com excepção do 1º semestre de 2011 e do 2º semestre de 2012). O total dos investimentos previstos ascende a 142 324 milhares de euros. No Quadro 3-40 encontram-se os novos investimentos, por semestre, discriminados por valores transferidos para exploração e em imobilizado em curso.

**Quadro 3-40 - Novos investimentos da actividade de Transporte de gás natural previstos para o período da concessão**

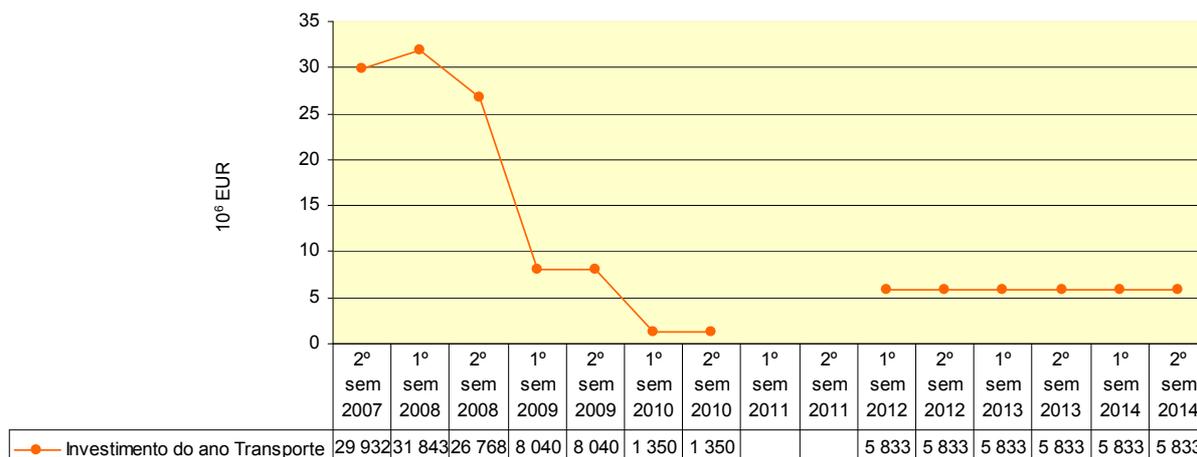
Unidade: 10<sup>5</sup> EUR

	Ano gás 1		Ano gás 2		Ano gás 3		Ano gás 4		Ano gás 5		Ano gás 6		Ano gás 7		Ano gás 8		No período da concessão
	2º sem 2007	1º sem 2008	2º sem 2008	1º sem 2009	2º sem 2009	1º sem 2010	2º sem 2010	1º sem 2011	2º sem 2011	1º sem 2012	2º sem 2012	1º sem 2013	2º sem 2013	1º sem 2014	2º sem 2014		
Investimento no período	29 932	31 843	26 768	8 040	8 040	1 350	1 350	0	0	5 833	5 833	5 833	5 833	5 833	5 833	142 324	
Transferido para exploração	4 244	5 848	76 232				21 000									142 324	
Em curso	25 688	51 684	2 220	10 260	18 300	19 650	0	0	0	5 833	11 667	17 500	23 333	29 167	0		

Verifica-se que 62% (88 554 milhares de euros) do valor total dos investimentos ocorre nos três primeiros semestres, isto é até meados do segundo ano gás.

A Figura 3-30 permite visualizar o montante dos novos investimentos e as datas de realização.

**Figura 3-30 - Novos investimentos da actividade de Transporte de gás natural**



No Quadro 3-41 apresentam-se os principais projectos de investimento que, no seu conjunto, representam 57,1% do total.

**Quadro 3-41 - Principais investimentos a realizar pela REN Gasodutos**

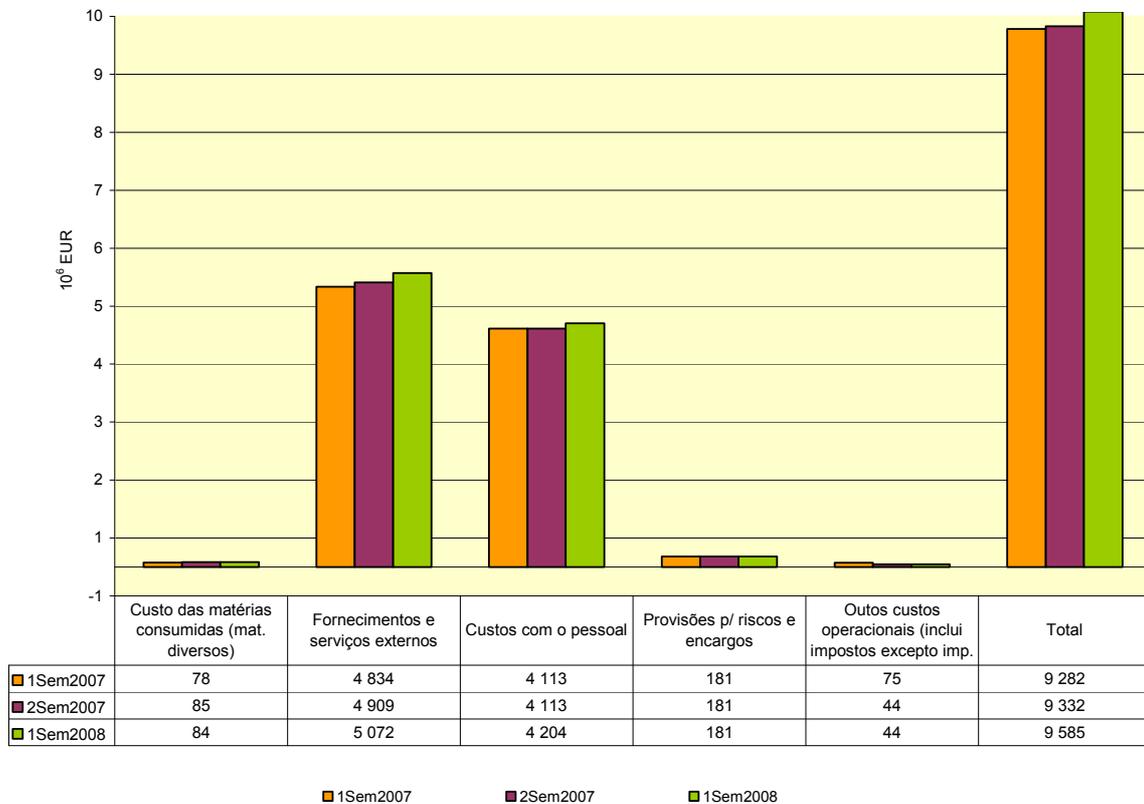
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2º sem 2007	1º sem 2008	2º sem 2008	1º sem 2009	2º sem 2009	1º sem 2010	2º sem 2010	1º sem 2011	2º sem 2011	1º sem 2012	2º sem 2012	1º sem 2013	2º sem 2013	1º sem 2014	2º sem 2014	Total
Gasoduto Mangualde-Zamora										5 833	5 833	5 833	5 833	5 833	5 833	35 000
Ramal Industrial Leça-Galp - Refinaria de Matosinhos	3 090	13 574	5 044													21 708
Estação de compressão	670	60	1 490	8 040	8 040	1 350	1 350									21 000
Central de Ciclo Combinado EDP-Lares	10 004	4 873	6 082													20 958
Central de Ciclo Combinado Iberdrola-Lavos	3 730	1 817	2 268													7 816
Central de Ciclo Combinado GalpEnergia-Sines	737	1 747	4 886													7 370
Ramal Industrial Mitrena-Portucel - Setúbal	1 810	618														2 428
<b>Total</b>	<b>20 041</b>	<b>22 688</b>	<b>19 770</b>	<b>8 040</b>	<b>8 040</b>	<b>1 350</b>	<b>1 350</b>	<b>0</b>	<b>81 279</b>							

#### 3.4.4.1.1.2 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A REN Gasodutos enviou os custos de exploração estimados para o 1º semestre de 2007 e os valores previstos para o 2º semestre de 2007 e para o 1º semestre de 2008. Seguidamente apresenta-se a comparação destes custos desagregados por natureza e para cada um dos semestres.

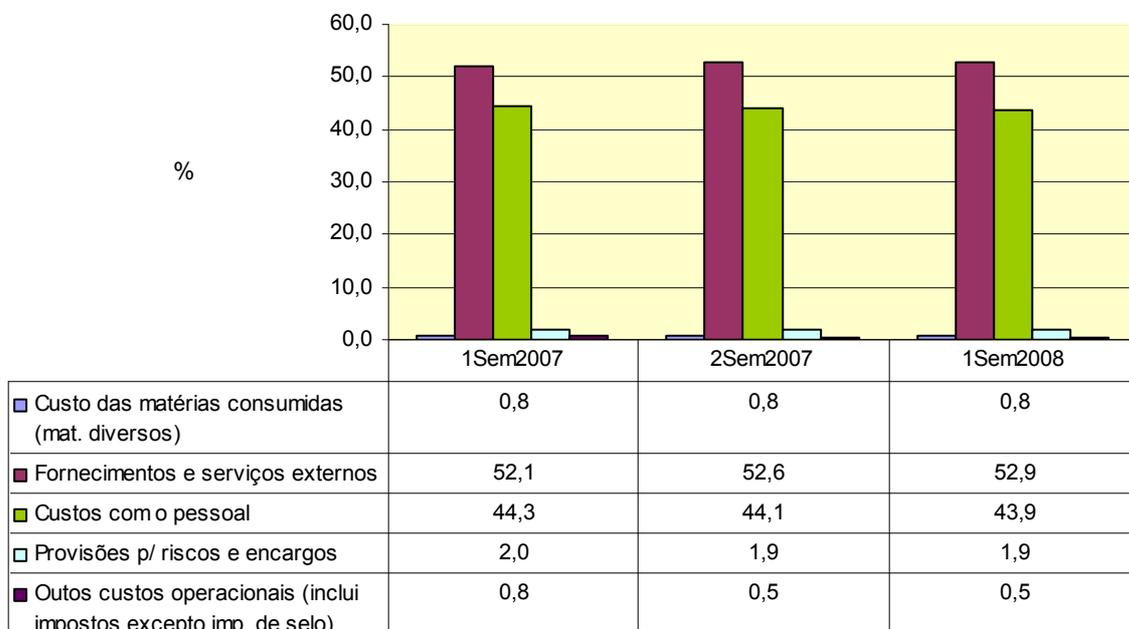
**Figura 3-31 - Custos de exploração da actividade de Transporte de gás natural**



Como se observa na Figura 3-31, da totalidade dos custos de exploração os fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal são as rubricas mais significativas, representando no seu conjunto cerca de 96% do total dos custos de exploração.

Na Figura 3-32 apresenta-se a repartição percentual daqueles custos nos três semestres.

**Figura 3-32 - Estrutura dos custos de exploração**



Como se verifica, pela observação da figura a estrutura de custos mantém-se praticamente inalterada ao longo do período, registando-se variações mínimas em cada um dos custos.

#### 3.4.4.1.1.2.1 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos totalizam 4 833,8 milhares de euros no primeiro semestre de 2007, representando 52,1% da totalidade dos custos de exploração.

A discriminação pelas contas mais significativas dos custos com fornecimentos e serviços externos pode ser visualizada no Quadro 3-42.

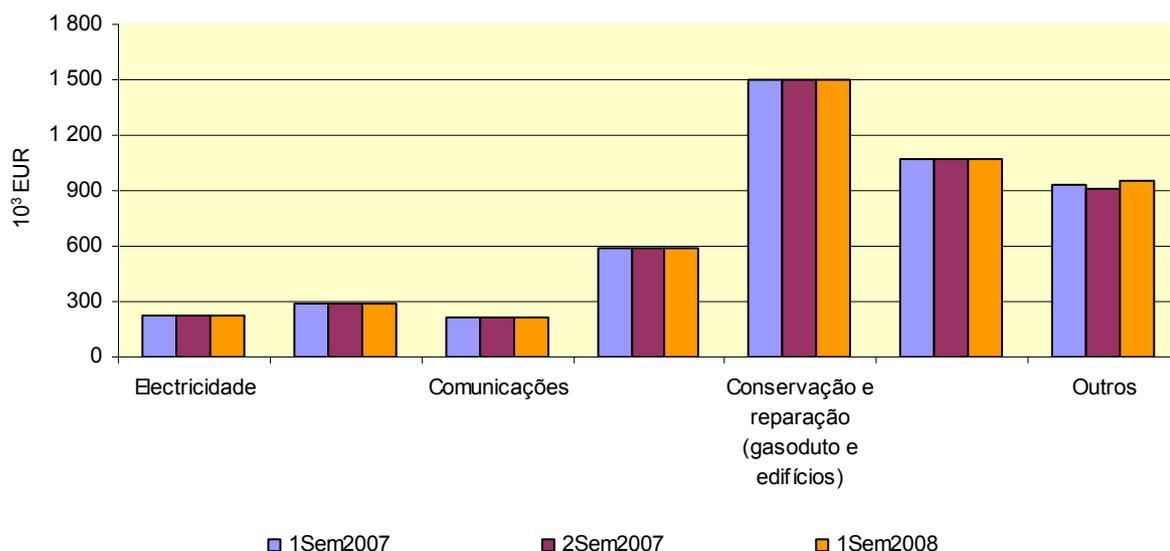
**Quadro 3-42 - Fornecimentos e serviços externos da actividade de Transporte de gás natural**

Fornecimentos e serviços externos	Unid. 10 <sup>3</sup> EUR					
	1Sem2007		2Sem2007		1Sem2008	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Electricidade	229,12	4,74	229,12	4,67	239,31	4,72
Outros fluidos	286,78	5,93	286,78	5,84	299,92	5,91
Comunicações	219,56	4,54	219,50	4,47	242,21	4,78
Seguros	593,06	12,27	593,07	12,08	594,47	11,72
Conservação e reparação (gasoduto e edifícios)	1 498,57	31,00	1 500,96	30,58	1 544,54	30,45
Trabalhos especializados	1 076,26	22,27	1 173,64	23,91	1 197,52	23,61
Outros	930,41	19,25	905,79	18,45	954,03	18,81
<b>Total</b>	<b>4 833,77</b>	<b>100,00</b>	<b>4 908,85</b>	<b>100,00</b>	<b>5 072,01</b>	<b>100,00</b>

Mais uma vez se constata que a estrutura dos custos que compõem esta rubrica não sofrem alterações significativas no período analisado. Da totalidade destes custos cerca de 52% no primeiro semestre e de 53% nos restantes semestres respeitam somente a dois grupos de contas, conservação e reparação de equipamento básico (gasoduto e edifícios) e trabalhos especializados (especialmente serviços de manutenção e assistência técnica e serviços informáticos).

A decomposição das principais contas de fornecimentos e serviços externos, por semestre, é apresentada na Figura 3-33.

**Figura 3-33 - Evolução dos Fornecimentos e serviços externos da actividade de Transporte de gás natural**



### 3.4.4.1.1.2.2 CUSTOS COM PESSOAL

A REN, Gasodutos estima que os custos com pessoal ascendam, no primeiro semestre de 2007, a 4 113,36 milhares de euros, o que corresponde a 44,3% da totalidade dos custos de exploração.

O Quadro 3-43 apresenta a desagregação destes custos por natureza e por semestre.

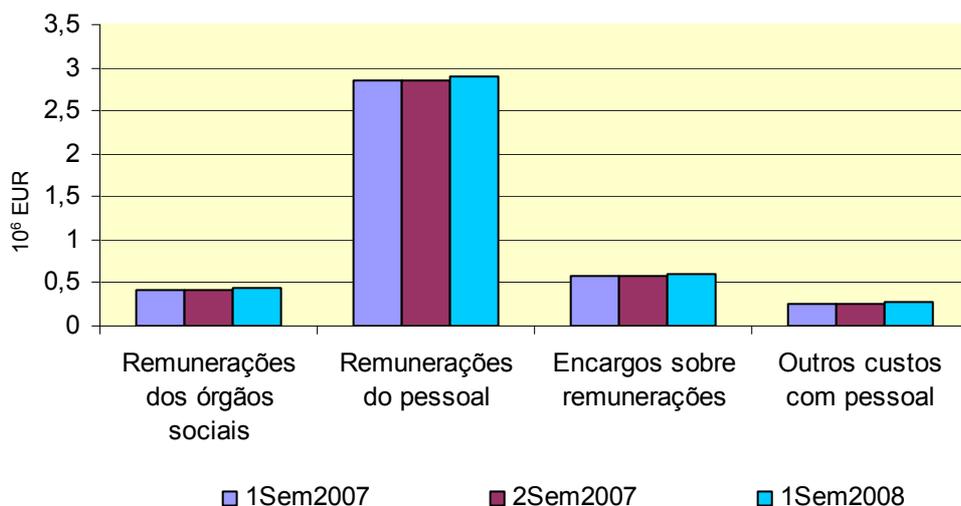
**Quadro 3-43 - Custos com pessoal da actividade de Transporte de gás natural**

Custos com Pessoal	1Sem2007		2Sem2007		1Sem2008	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Remunerações dos órgãos sociais	428,32	10,41	428,32	10,41	437,74	10,41
Remunerações do pessoal	2 845,55	69,18	2 845,55	69,18	2 908,15	69,18
Encargos sobre remunerações	578,65	14,07	578,65	14,07	591,38	14,07
Outros custos com pessoal	260,84	6,34	260,84	6,34	266,58	6,34
<b>Total</b>	<b>4 113,36</b>	<b>100,00</b>	<b>4 113,36</b>	<b>100,00</b>	<b>4 203,85</b>	<b>100,00</b>

Para o 2º semestre de 2007 a empresa estima que o valor do 1º semestre não se altere. No que respeita à previsão para o 1º semestre de 2008 os valores foram inflacionados a uma taxa de 2,2% relativamente ao semestre homólogo de 2007. As remunerações do pessoal correspondem a cerca de 69% do total desta rubrica de custos.

A Figura 3-34 apresenta a evolução das diversas rubricas dos custos com pessoal desta actividade.

**Figura 3-34 - Custos com pessoal da actividade de Transporte de gás natural**



## **PROVEITOS DAS SOCIEDADES DE GASODUTOS**

A REN Gasodutos recebeu da Transgás as participações nas sociedades de Gasodutos Braga - Tuy e Campo Maior - Leiria – Braga e, conseqüentemente, os respectivos direitos e obrigações. A REN é credora pela operação e manutenção dos gasodutos e devedora pelo uso da rede de transporte, o que se tem traduzido num saldo favorável a favor da REN Gasodutos. No primeiro ano gás, 2007-2008, a previsão da REN Gasodutos do saldo das contas entre estas sociedades e a REN é de, respectivamente, 1 620 milhares de euros e de 1 534 milhares de euros, no 2º semestre de 2007 e no 1º semestre de 2008.

Atendendo a que, os proveitos provenientes das sociedades de Gasodutos respeitam à actividade de Transporte de gás natural, eles devem reverter a favor dos utilizadores da rede de transporte, pelo que o valor de 3 154 milhares de euros respeitante a estes proveitos integrará o cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2007-2008 desta actividade, em dedução aos custos. Conforme previsto na fórmula de cálculo.

### **3.4.4.2 ACTIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA**

#### **3.4.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS**

A forma de regulação aplicada a esta actividade é uma regulação por custos aceites em base anual, com ajustamentos anuais com desfasamento de dois anos.

Os custos aceites em base anual compreendem dois tipos de custos:

- Custos associados com a base de activos regulados
- Custos de exploração

Os custos desta actividade associados com a base de activos regulados são constituídos pela remuneração da base de activos - por aplicação da taxa de remuneração ao valor médio do activo fixo em exploração, deduzido de amortizações e de participações ao investimento, no início e no final do ano gás - e pelas amortizações, deduzidas das amortizações das participações ao investimento..

Para além destes custos, estão igualmente previstos poderem vir a ser incluídos nesta actividade custos com planos de promoção de eficiência ao consumo de gás natural a aprovar pela ERSE

Os custos de exploração da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, para além dos custos inerentes à própria actividade, incluem os custos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de gás natural, os custos da ERSE afectos ao sector de gás natural e os custos com a

gestão do sistema, nomeadamente, as quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema.

A ERSE aceitou a generalidade dos custos apresentados pela empresa, com excepção dos seus próprios custos, previstos pela REN Gasodutos que foram corrigidos em função do valor aprovado para a ERSE pelo Orçamento de Estado (OE). Os valores apresentados pela empresa decorrem do orçamento, inicialmente proposto pela ERSE, elaborado em finais de 2006, antes da aprovação do OE. A diferença para menos, relativamente ao valor da REN Gasodutos, é de 143,1 milhares de euros.

Assim, os proveitos permitidos para esta actividade ascendem a 12 322 milhares de euros, no primeiro ano gás 2007-2008, conforme se apresenta no Quadro 3-44.

**Quadro 3-44 - Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema**

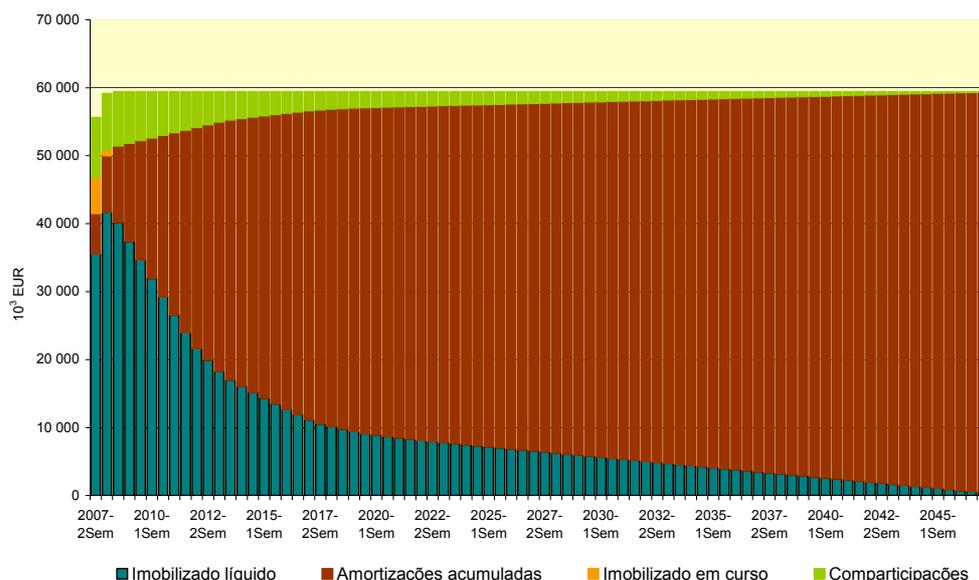
		Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
$\tilde{R}_{GTGS,t}^{ORT}$	Custos da gestão técnica global do sistema, previstos para o ano gás $t$	12 322
$\tilde{A}m_{GTGS,t}$	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participado, prevista para o ano gás $t$	3 559
$\tilde{A}ct_{GTGS,t}$	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás	38 434
$r_{GTGS,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8
$\tilde{C}E_{GTGS,t}$	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás $t$	2 962
$\tilde{R}EG_{GTGS,t}$	Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural, previstos para o ano gás $t$	2 718
$\tilde{C}GQ_{GTGS,t}$	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema	9
$\tilde{S}_{GTGS,t}$	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás $t$ .	0
$\tilde{R}_{OMC,t}^{OLMC}$	Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás $t$ ,	0
$\tilde{E}E_{GTGS,t}^{ORT}$	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, para o ano gás $t$	0
$\Delta R_{UGS,t-2}^{ORT}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ .	0
$\tilde{R}_{UGS,t}^{ORT}$	<b>Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, previstos para o ano gás <math>t</math></b>	<b>12 322</b>

#### 3.4.4.2.2 CUSTO COM CAPITAL

Tal como referido, os custos associados à base de activos são obtidos pela aplicação da taxa de remuneração (8%) ao valor do imobilizado.

A Figura 3-35 mostra a evolução do imobilizado líquido, das participações, do imobilizado em curso e das amortizações em cada um dos semestres do período da concessão (40 anos).

**Figura 3-35 - Evolução do imobilizado, amortizações e participações durante o período da concessão**



#### 3.4.4.2.2.1.1 INVESTIMENTO

A empresa prevê realizar novos investimentos nesta actividade até final de 2008. O total dos investimentos previstos ascende a 11 123 milhares de euros, dos quais 97,6% acrescerão à base de activos regulados do ano 2007-2008. No Quadro 3-45 apresentam-se estes investimentos a realizar por semestre, discriminados os valores transferidos para exploração e em curso.

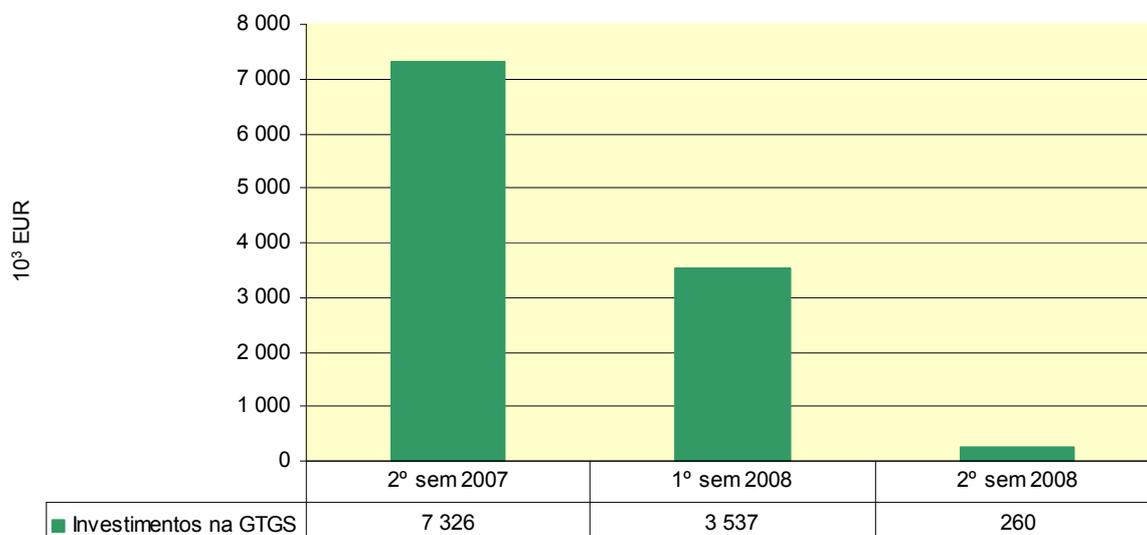
**Quadro 3-45 - Novos investimentos previstos para o período da concessão**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2º sem 2007	1º sem 2008	2º sem 2008	Total
Investimentos	7 326	3 537	260	11 123
Transferido para exploração	2 000	8 088	1 035	11 123
Em curso	5 326	775	0	

A Figura 3-36 permite visualizar estes novos investimentos durante os três trimestres em análise.

**Figura 3-36 - Novos investimentos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema**



No Quadro 3-46 identificam-se os principais investimentos, representando 60,7% do total (6 690 milhares de euros), que a empresa prevê efectuar até final de 2008.

**Quadro 3-46 - Principais investimentos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema**

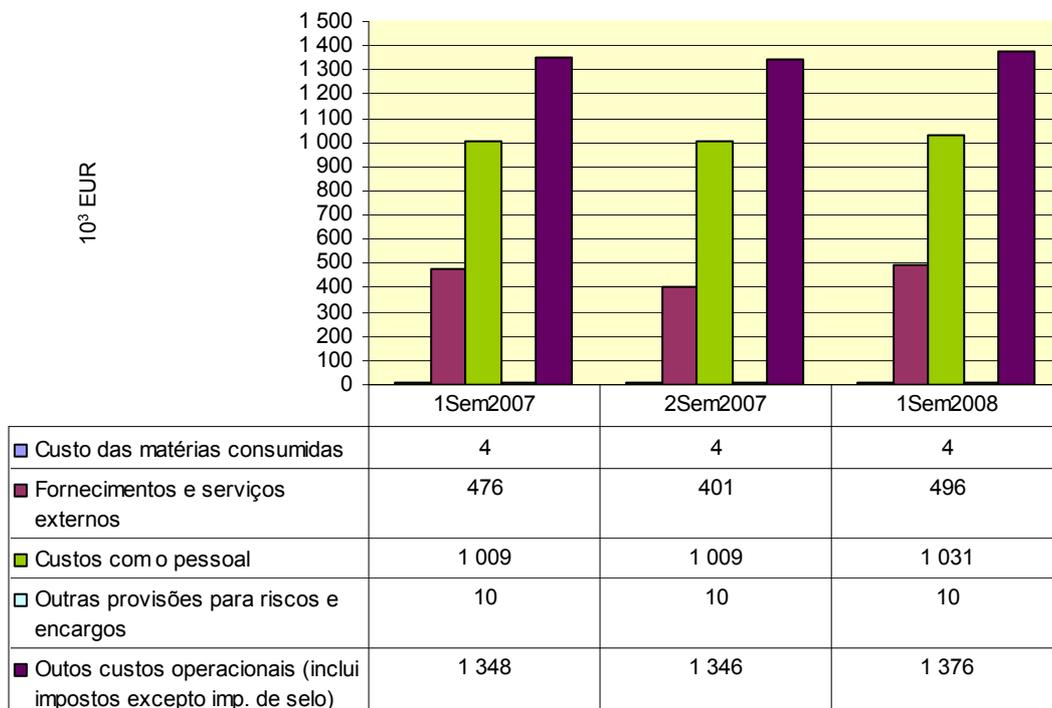
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2º sem 2007	1º sem 2008	2º sem 2008	Total
Plataforma de troca de informação	1 900	500		2400
Sistema de transmissão	820	120		940
Reestruturação do sistema de telecomunicações	850			850
Sistema de gestão integridade	250	320	250	820
Aplicação outsystem/alternativa	450	25		475
Desenvolvimento do portal	450	25		475
Desenvolvimento aplicacional ERP	245	105		350
Divisão segurança	275	105		380
<b>Total</b>	<b>5 240</b>	<b>1 200</b>	<b>250</b>	<b>6690</b>

#### 3.4.4.2.2.2 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A ERSE apenas dispõe dos custos de exploração desta actividade para o 1º semestre de 2007 e para os dois semestres do 1º ano gás, não dispondo, assim, de valores históricos homólogos que pudessem servir de base a uma comparação. Na Figura 3-37, apresentam-se estes custos de exploração desagregados por natureza.

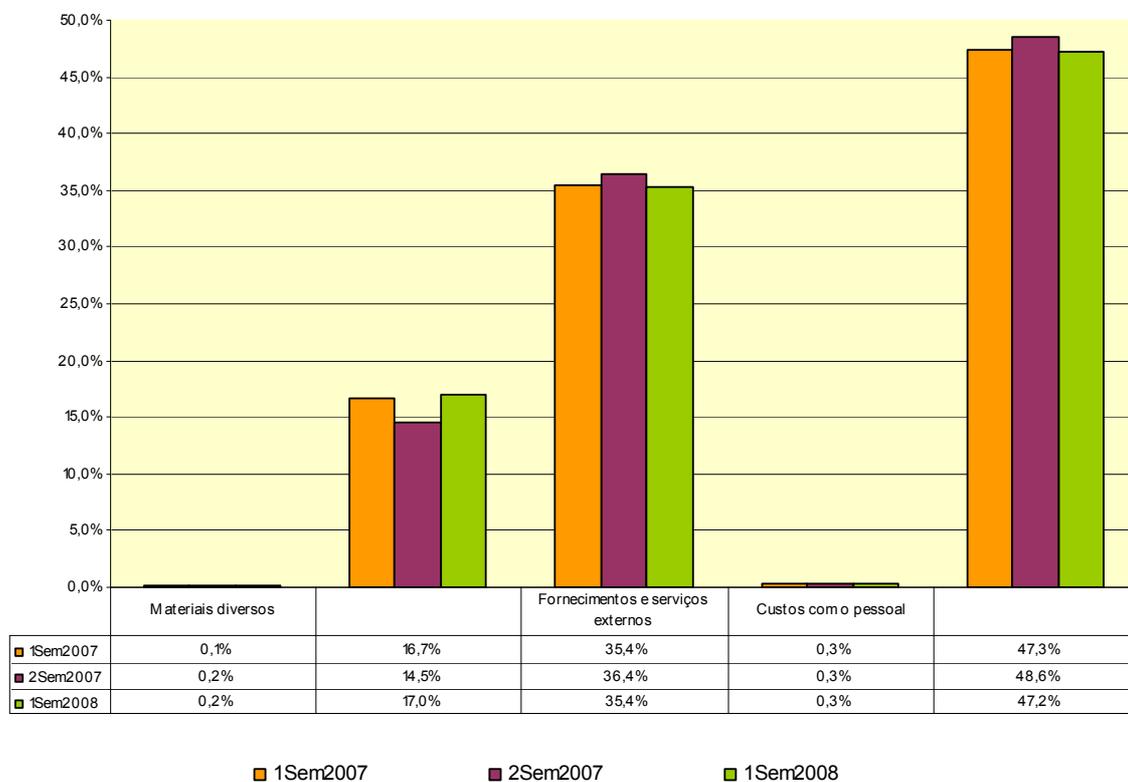
**Figura 3-37 - Custos de exploração da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema**



Como se observa na Figura 3-37, da totalidade dos custos de exploração os outros custos operacionais e os custos com pessoal são as rubricas mais significativas, representando no seu conjunto, no primeiro ano gás, cerca de 83% do total dos custos de exploração.

Na Figura 3-38 apresenta-se a repartição percentual daqueles custos nos três semestres em análise.

**Figura 3-38 - Estrutura dos custos de exploração da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema**



Verifica-se que, apesar de se verificarem variações mínimas, a estrutura destes custos mantém-se praticamente inalterada ao longo do período.

#### OUTROS CUSTOS OPERACIONAIS

Os outros custos operacionais, que totalizam 2 722,0 milhares de euros no primeiro ano gás, representam 47,9% da totalidade dos custos de exploração.

A quase totalidade do valor apresentado nesta rubrica respeita aos custos com a ERSE, conforme se mostra no Quadro 3-47.

**Quadro 3-47 - Outros custos operacionais da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Outros custos operacionais	1Sem2007		2Sem2007		1Sem2008	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Custos com a ERSE	1 344,10	99,71	1 344,10	99,83	1 373,70	99,84
Impostos	2,28	0,17	2,28	0,17	2,28	0,17
Quotizações afectas à actividade	1,62	0,12		0,00		0,00
<b>Total</b>	<b>1 348,00</b>	<b>100,00</b>	<b>1 346,38</b>	<b>100,00</b>	<b>1 375,97</b>	<b>100,00</b>

**CUSTOS COM PESSOAL**

Os custos com pessoal devem ascender, no primeiro semestre de 2007, a 1 009,2 milhares de euros, o que corresponde a 35,4% da totalidade dos custos de exploração.

O Quadro 3-48 apresenta a desagregação destes custos por natureza e por semestre.

**Quadro 3-48 - Custos com pessoal da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema**

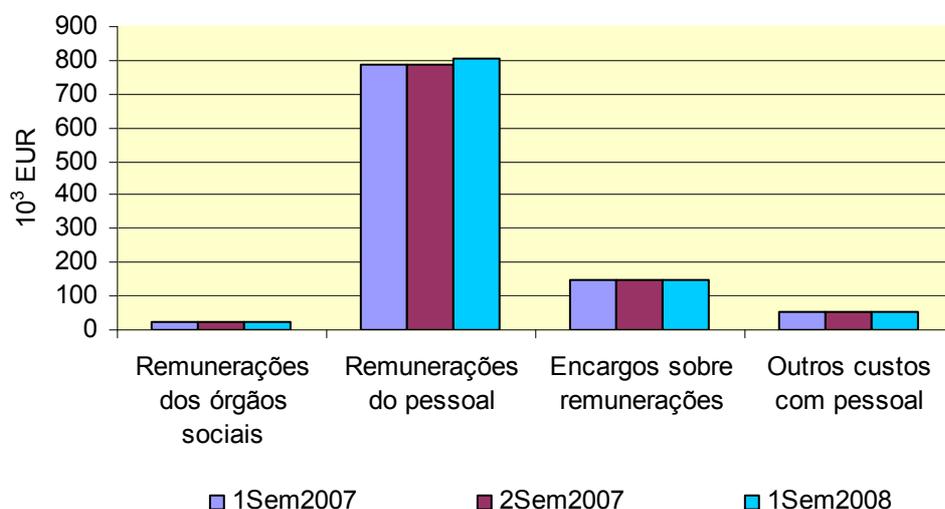
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Custos com Pessoal	1Sem2007		2Sem2007		1Sem2008	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Remunerações dos órgãos sociais	22,59	2,24	22,59	2,24	23,08	2,24
Remunerações do pessoal	786,75	77,96	786,75	77,96	804,06	77,96
Encargos sobre remunerações	146,64	14,53	146,64	14,53	149,87	14,53
Outros custos com pessoal	53,19	5,27	53,19	5,27	54,36	5,27
<b>Total</b>	<b>1 009,17</b>	<b>100,00</b>	<b>1 009,17</b>	<b>100,00</b>	<b>1 031,37</b>	<b>100,00</b>

Nesta actividade seguiu-se o mesmo critério de evolução dos custos com pessoal por semestres, conforme a observação deste quadro evidencia: os dois semestres de 2007 apresentam valores iguais, tendo os valores de 2008 sido inflacionados por uma taxa de 2,2%. As remunerações do pessoal correspondem a cerca de 78,0% do total desta rubrica de custos.

Na Figura 3-29 apresenta-se, de uma forma gráfica, a informação anterior.

Figura 3-39 - Custos com pessoal da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema



### 3.4.4.3 PROVEITOS PERMITIDOS À REN GASODUTOS

#### 3.4.4.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos para a REN, Gasodutos, S.A., foi calculado de acordo com o artigo 63º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para cada uma das actividades.

Assim, e considerando o cenário escolhido temos a seguinte decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, por actividade, para o primeiro ano gás 2007-2008:

Quadro 3-49 - Proveitos permitidos para o primeiro ano gás

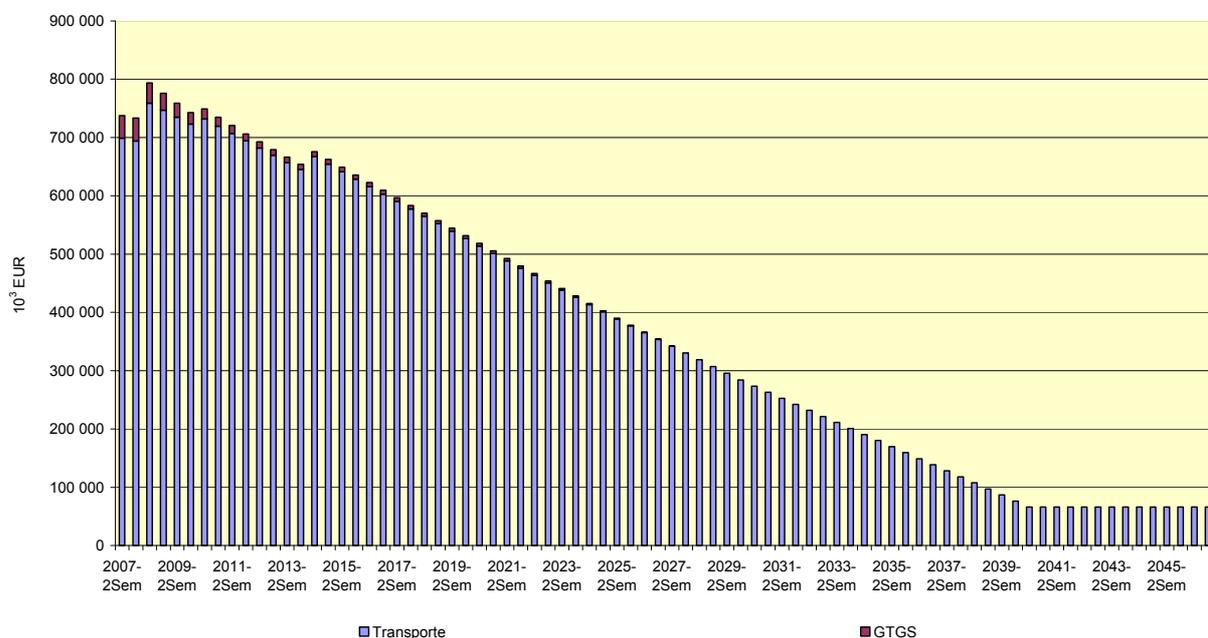
		Unidade: 10 <sup>3</sup> Euros
		<b>Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008</b>
$\tilde{R}_{UGS,t}^{ORT}$	Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, previstos para o ano gás $t$	12 322
$\tilde{R}_{URT,t}^{ORT}$	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, previsto para o ano gás $t$	82 419
$\tilde{R}_{ARNT,t}^{ORT}$	Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN, previstos para o ano gás $t$	<b>94 741</b>

### 3.4.4.3.2 CUSTOS COM CAPITAL

Os custos com capital da actividade de Acesso à RNTGN totalizam 73 290 milhares de euros, sendo 66 656 milhares de euros da actividade de Transporte de gás natural e 6 634 milhares de euros da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema.

A Figura 3-40 mostra a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás para o período de 40 anos da concessão.

**Figura 3-40 - Activo a remunerar da actividade de Acesso à RNTGN**



No Quadro 3-50 apresentam-se os valores do imobilizado líquido, de amortizações e de imobilizado em curso, e das participações ao investimento por grandes agregados, por actividade, no final do 1º semestre de 2007 e no final de cada um dos semestres do ano gás 2007-2008.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

**Quadro 3-50 - Imobilizado líquido e participações por actividade**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano gás 1			Variação	
	1º Sem 2007	2º Sem 2007	1º Sem 2008	2º Sem 2007/1º Sem 2007	1º Sem 2008/2º Sem 2007
<b>Transporte</b>					
Imobilizado incorpóreo (1)	111	63	44	-43,2%	-30,4%
Imobilizado corpóreo (2)	937 535	951 826	969 246	1,5%	1,8%
Terrenos e recursos naturais	75 590	74 627	73 665	-1,3%	-1,3%
Edifícios e outras construções	14 137	12 690	12 278	-10,2%	-3,2%
Equipamento básico	846 617	837 836	830 817	-1,0%	-0,8%
Equipamento de transporte	0	0	0	-82,1%	-28,6%
Ferramentas e utensílios	63	47	33	-25,8%	-29,2%
Equipamento administrativo	853	695	552	-18,5%	-20,5%
Outro imobilizado corpóreo	275	244	217	-11,5%	-11,0%
Imobilizado em curso (3)	0	25 688	51 684		101,2%
Sub-total (4)=(1)+(2)-(3)	937 646	926 201	917 606	-1,2%	-0,9%
Comparticipações líquidas (5)	230 504	227 028	223 640	-1,5%	-1,5%
<b>Imobilizado líquido a remunerar (6)=(4)-(5)</b>	<b>707 142</b>	<b>699 173</b>	<b>693 966</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-0,7%</b>
<b>GTGS</b>					
Imobilizado corpóreo (1)	44 331	49 616	50 841	11,9%	2,5%
Terrenos e recursos naturais	362	362	362	0,0%	0,0%
Edifícios e outras construções	15 366	15 173	14 980	-1,3%	-1,3%
Equipamento básico	28 603	28 755	34 724	0,5%	20,8%
Equipamento de transporte	0	0	0		
Ferramentas e utensílios	0	0	0		
Equipamento administrativo	0	0	0		
Outro imobilizado corpóreo	0	0	0		
Imobilizado em curso (2)	0	5 326	775		-85,4%
Sub-total (3)=(1)-(2)	44 331	44 290	50 066	-0,1%	13,0%
Comparticipações líquidas (4)	9 162	8 763	8 368	-4,4%	-4,5%
<b>Imobilizado líquido a remunerar (5)=(3)-(4)</b>	<b>35 169</b>	<b>35 527</b>	<b>41 698</b>	<b>1,0%</b>	<b>17,4%</b>
<b>Actividade de Acesso à RNTGN</b>					
Imobilizado líquido (1)	981 977	970 491	967 672	-1,2%	-0,3%
Comparticipações líquidas (2)	239 666	235 790	232 008	-1,6%	-1,6%
<b>Imobilizado líquido a remunerar (3)=(1)-(2)</b>	<b>742 311</b>	<b>734 701</b>	<b>735 664</b>	<b>-1,0%</b>	<b>0,1%</b>

Os investimentos previstos para o período da concessão, de acordo com a informação enviada pela REN Gasodutos ascendem a 153 447 mil euros, a investir entre os anos gás 1 e 8, conforme Quadro 3-51. Os investimentos da actividade de Transporte de gás natural representam 92,8% do total dos investimentos.

**Quadro 3-51 - Investimentos a realizar no período da concessão da actividade de Acesso à RNTGN**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

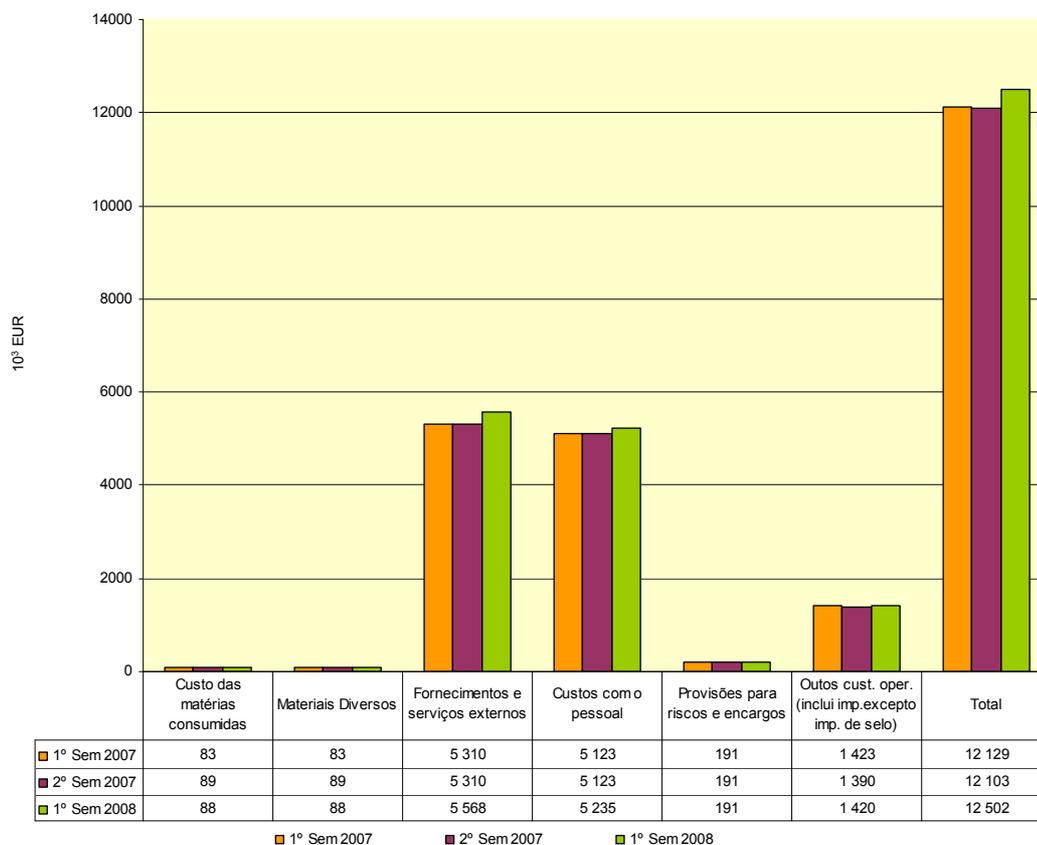
Investimento no período da concessão	Ano gás 1		Ano gás 2		Ano gás 3		Ano gás 4		Ano gás 5		Ano gás 6		Ano gás 7		Ano gás 8		No período da concessão
	2º sem 2007	1º sem 2008	2º sem 2008	1º sem 2009	2º sem 2009	1º sem 2010	2º sem 2010	1º sem 2011	2º sem 2011	1º sem 2012	2º sem 2012	1º sem 2013	2º sem 2013	1º sem 2014	2º sem 2014		
Transporte	29 932	31 843	26 768	8 040	8 040	1 350	1 350	0	0	5 833	5 833	5 833	5 833	5 833	5 833	142 324	
GTGS	7 326	3 537	260													11 123	
<b>Total</b>	<b>37 258</b>	<b>35 381</b>	<b>27 028</b>	<b>8 040</b>	<b>8 040</b>	<b>1 350</b>	<b>1 350</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5 833</b>	<b>153 447</b>						

3.4.4.3.3 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Para o ano gás 2007-2008 os custos de exploração aceites totalizam 24 605 milhares de euros, sendo 18 917 milhares de euros da actividade de Transporte de gás natural e 5 688 milhares de euros da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema.

Na Figura 3-41 apresentam-se os valores de custos de exploração da REN Gasodutos, previstos para o primeiro semestre de 2007 e para os dois semestres do primeiro ano gás 2007-2008.

**Figura 3-41 - Custos de exploração da actividade de Acesso à RNTGN**



Da totalidade dos custos de exploração as rubricas com maior peso são os fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal, representando em conjunto 86,3% do total dos custos do primeiro ano gás 2007-2008.

#### **FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS**

Os fornecimentos e serviços externos são a rubrica com um maior peso no total dos custos de exploração, representando entre 43,8% no 1º semestre de 2007 e 44,5% no 1º semestre de 2008.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por semestre e natureza é apresentada no Quadro 3-52.

**Quadro 3-52 - Custos com fornecimentos e serviços externos da actividade de Acesso à RNTGN**

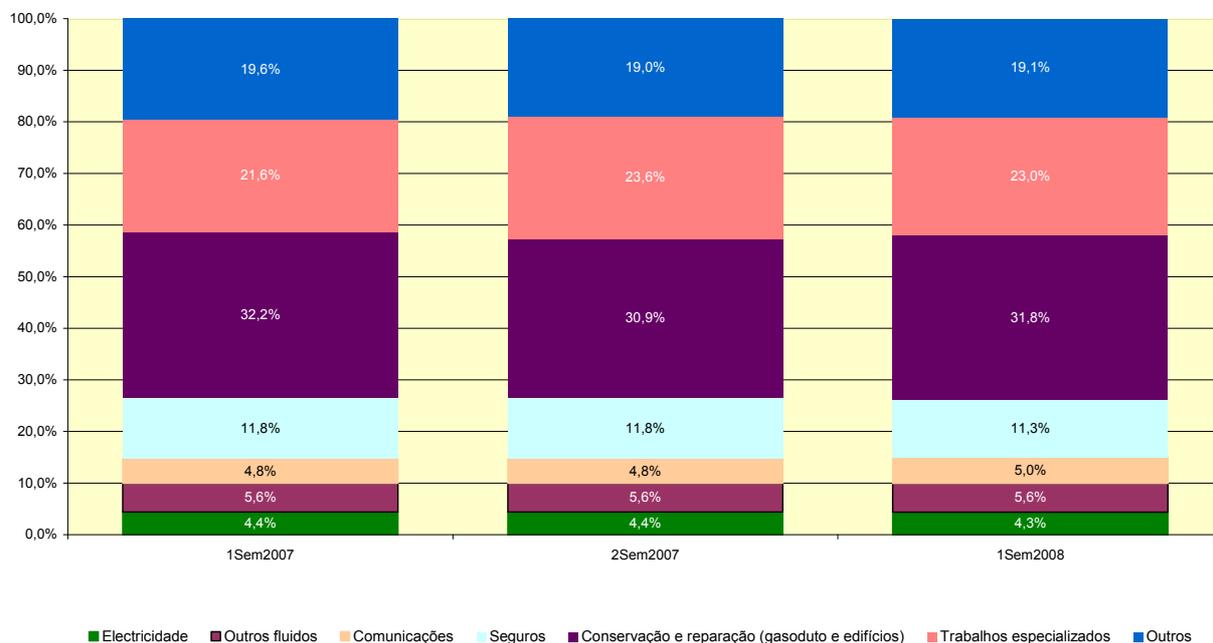
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem2007	2Sem2007	1Sem2008
Electricidade	232	232	242
Outros fluidos	297	297	310
Comunicações	252	252	277
Seguros	626	626	628
Conservação e reparação (gasoduto e edifícios)	1 712	1 638	1 768
Trabalhos especializados	1 149	1 255	1 278
Outros	1 042	1 010	1 064
<b>Total</b>	<b>5 310</b>	<b>5 310</b>	<b>5 568</b>

As contas com o peso mais significativo no total dos custos de exploração são a conservação e reparação do gasoduto e dos edifícios e os trabalhos especializados, sendo praticamente constante o seu valor durante estes três semestres.

A repartição percentual das principais contas de fornecimentos e serviços externos pode ser visualizada na Figura 3-42.

**Figura 3-42 - Repartição percentual dos fornecimentos e serviços externos da actividade de Acesso à RNTGN**



### CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal são a segunda maior rubrica do total dos custos de exploração, representando entre 42,2% no 1º semestre de 2007 e 41,9% no 1º semestre de 2008.

A repartição dos custos com pessoal por semestre e natureza é apresentada no Quadro 3-53.

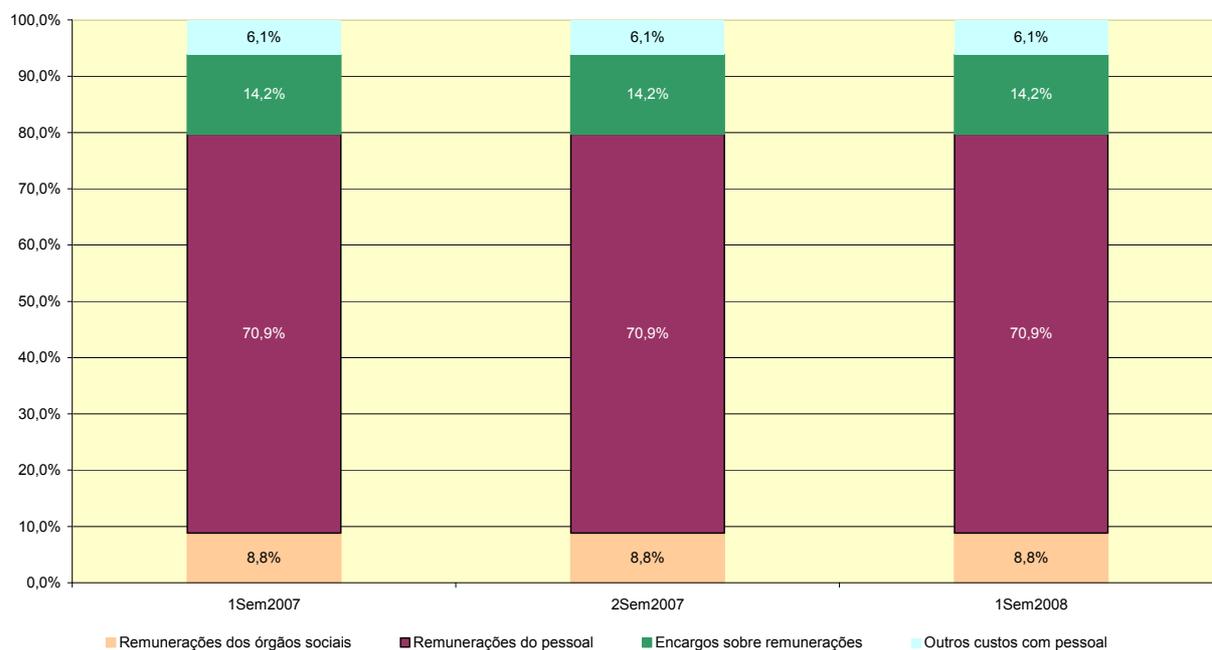
**Quadro 3-53 - Custos com pessoal da actividade de Acesso à RNTGN**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1Sem2007	2Sem2007	1Sem2008
Remunerações dos órgãos sociais	451	451	461
Remunerações do pessoal	3 632	3 632	3 712
Encargos sobre remunerações	725	725	741
Outros custos com pessoal	314	314	321
<b>Total</b>	<b>5 123</b>	<b>5 123</b>	<b>5 235</b>

A repartição percentual das principais contas dos custos com pessoal pode ser visualizada na Figura 3-43.

**Figura 3-43 - Repartição percentual dos custos com pessoal da actividade de Acesso à RNTGN**



As remunerações com pessoal são a rubrica mais significativa do total dos custos com pessoal, representando 70,9%.

### 3.5 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

#### 3.5.1 REN ARMAZENAGEM

##### 3.5.1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO DA ACTIVIDADE

O Decreto-Lei n.º30/2006, de 15 de Fevereiro que estabelece as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) em Portugal e as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de recepção, transporte, distribuição e comercialização de gás natural e organização dos mercados de gás natural, define no artigo 13.º as actividades integrantes do SNGN, entre as quais se encontra a actividade de armazenamento subterrâneo de gás natural. Os operadores de armazenamento subterrâneo são, de acordo com o artigo 19.º, as entidades concessionárias do respectivo armazenamento.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho prevê, no n.º 1 do artigo 68.º, a atribuição a uma sociedade em relação de domínio total inicial com a REN, da concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural em três cavidades situadas em Guarda Norte, Carriço, concelho de Pombal, cuja concessão pertencia inicialmente à Transgás.

Posteriormente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2006, de 23 de Agosto de 2006 aprovou a minuta do contrato de concessão de serviço público de armazenamento subterrâneo de gás natural em três cavidades em Guarda Norte, Carriço, concelho de Pombal, a ser celebrado entre o Estado Português e a REN Armazenagem, S.A., empresa constituída para o efeito da atribuição da concessão referida anteriormente, ao abrigo da Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 30 de Junho.

### 3.5.1.2 INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela REN Armazenagem, relativa aos semestres de 2007 e 2008 está, de uma forma genérica, de acordo com o solicitado e inclui:

- Investimentos e participações.
- Informação económica, nomeadamente, valores de custos, proveitos e imobilizados líquidos em exploração.

A empresa enviou, igualmente, o balanço de início de actividade bem como os balanços semestrais até ao início do ano gás.

A regulação económica da actividade de armazenamento subterrâneo é uma regulação baseada em custos e investimentos aceites em base anual, com ajustamentos com dois anos de defasamento. Uma regulação que assume estas características pressupõe que, tanto os custos como os investimentos propostos pela empresa sejam devidamente justificados, o que não se verificou. Apesar disso, a ERSE reconhece o empenho demonstrado pela empresa nos esclarecimentos das dúvidas e na disponibilização de informação adicional que lhe foi solicitada.

Nesse sentido, a ERSE entendeu aceitar os valores propostos pela REN Armazenagem para o 1º ano gás.

### 3.5.1.3 PROVEITOS DA REN ARMazenAGEM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 61.º do Regulamento Tarifário define o valor de proveitos permitidos ao operador de armazenamento subterrâneo. O Quadro 3-54 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem, para o 1º ano gás.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

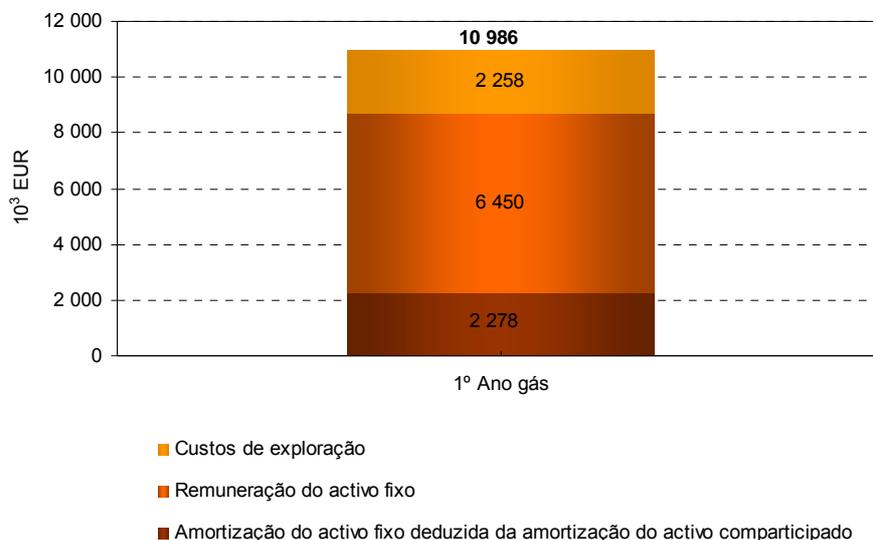
**Quadro 3-54 - Variáveis e parâmetros para a definição de proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, da REN Armazenagem**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
$\tilde{A}m_{AS,t}$	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás $t$	2 278
$\tilde{A}ct_{AS,t}$	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás $t$	80 619
$r_{AS,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação $t$ , em percentagem	8,0%
$\tilde{C}E_{AS,t}$	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás $t$	2 258
$\tilde{S}_{AS,t}$	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, previstos para o ano gás $t$	0
$Amb_{AS,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$ , aceites pela ERSE	0
$ACI_{AS,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás $t-2$	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual	0
$\Delta R_{UAS,t-2}^{OAS}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0
<b>Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás <math>t</math></b>		
$\tilde{R}_{UAS,t}^{OAS}$	$\tilde{A}m_{AS,t} + \tilde{A}ct_{AS,t} \times \frac{r_{AS,t}}{100} + \tilde{C}E_{AS,t} - \tilde{S}_{AS,t} + (Amb_{AS,t-2} - ACI_{AS,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{AS,t-2}^{OAS}$	<b>10 986</b>

O valor de proveitos permitidos da REN Armazenagem, para o 1º ano gás, é de 10 986 milhares de euros.

A Figura 3-44 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos entre custos de exploração da actividade e custos com capital, isto é, a remuneração da base de activos não financeiros afectos a esta actividade líquido de amortizações e participações ao investimento, e as amortizações do exercício deduzidas das amortizações das participações ao investimento.

**Figura 3-44 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem**



A remuneração do activo fixo é a componente com maior peso, no total dos proveitos da empresa, representando os restantes custos, compostos pelas amortizações do exercício, líquidas das amortizações, e pelos custos de exploração, isto é, os custos do exercício deduzidos dos trabalhos para a própria empresa, cerca de 21% do valor total de proveitos permitidos.

#### 3.5.1.3.1 BASE DE ACTIVOS E SUA REMUNERAÇÃO

##### 3.5.1.3.1.1 ACTIVOS A REMUNERAR

O Acordo Relativo à Utilização das Instalações de Superfície sitas no Carriço, celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás, explicita o conjunto dos activos<sup>4</sup> a serem integrados como bens da concessão de serviço público do armazenamento subterrâneo de gás natural a atribuir à REN Armazenagem, nomeadamente:

- Duas cavernas em operação, TGC-3 e a TGC-5.
- Uma caverna em construção, TGC-4.

<sup>4</sup> Activos, direitos e obrigações.

- Estação de gás<sup>5</sup>.
- Instalações de lixiviação.

## CAVERNAS

As cavernas TGC-3 e TGC-5, propriedade da REN Armazenagem, encontram-se em exploração desde o ano de 2005. A entrada em exploração da caverna TGC-4 encontra-se prevista ainda no decorrer do 1º ano gás, mais especificamente, em Junho de 2008. O valor dos encargos financeiros imputados ao investimento durante a construção da caverna TGC-4 foram calculados tendo por base, a taxa de juro média anual implícita nos encargos financeiros disponibilizados pela REN Armazenagem.

A vida útil considerada para as cavernas é de 50 anos.

## 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, referido anteriormente, propriedade da REN Armazenagem. No entanto, a Transgás Armazenagem, enquanto detentora de uma caverna em exploração (TGC-1S) e de uma caverna em curso (TGC-2), utiliza 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, na proporção dos volumes geométricos efectivos das 5 cavernas já construídas ou previstas construir até ao ano de 2010. Deste modo, a percentagem da estação de lixiviação afecta à REN Armazenagem corresponde a 71,03% e à Transgás, os restantes 28,97%. A percentagem associada a cada caverna, propriedade da REN Armazenagem é, assim deste modo:

- Caverna TGC-3: 24,88%
- Caverna TGC-5: 20,13%
- Caverna TGC-4: 26,01%

---

<sup>5</sup> Por estação de gás entende-se todos os activos da REN Armazenagem, com exclusão das cavernas e da estação de lixiviação.

A percentagem da estação de lixiviação afecta à TGC-4 apenas é considerada na base de activos regulados da REN Armazenagem, no 1º semestre de 2008, dado que é neste semestre que esta caverna entra em exploração. 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, será devolvido à REN Armazenagem tendo em vista, ressarcir esta empresa pela remuneração deste activo que foi utilizado pelos clientes da Transgás Armazenagem. Esta questão será desenvolvida com mais pormenor no capítulo 4.2.

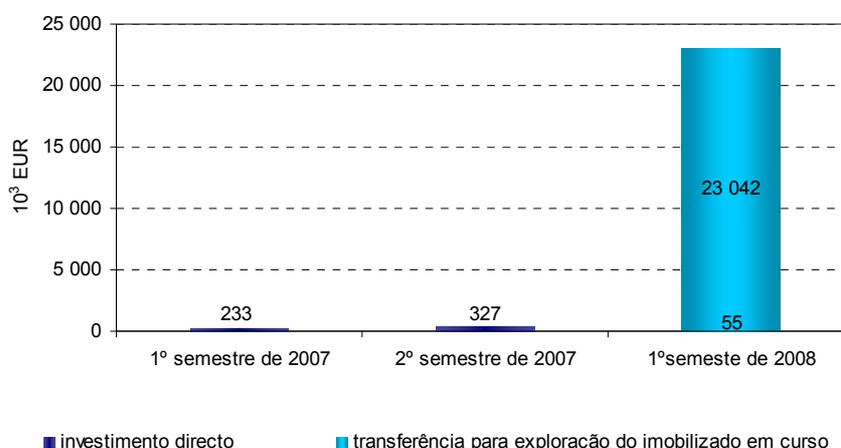
### **NOVOS INVESTIMENTOS**

A REN Armazenagem prevê investimentos, durante o 1º ano gás, na estação de gás, nas instalações de lixiviação bem como em novos projectos nomeadamente, investimentos em sistemas de extracção de gás natural, na reestruturação da rede, em sistemas de impressão, digitalização, cópia e fax e por último, no sistema SCADA.

Segundo a empresa, os investimentos a realizar nas instalações de lixiviação decorrem da necessidade destas instalações se manterem operacionais para a construção das cavidades que se encontram em curso, a TGC-4 propriedade da REN Armazenagem, e a TGC-2, propriedade da Transgás Armazenagem. Deste modo, os novos investimentos serão imputados a cada cavidade na proporção do volume geométrico das duas cavidades. Como tal, a percentagem destes investimentos associada à TGC-4 (68,8%), será considerada na base de activos regulados da REN Armazenagem no 1º semestre de 2008, data prevista para a entrada em exploração da referida caverna. Os investimentos imputados à caverna TGC-2 apenas serão considerados na base de activos da Transgás Armazenagem, na data da conclusão e respectiva entrada em exploração da caverna TGC-2.

A Figura 3-45 apresenta os investimentos previstos pela REN Armazenagem para o 1º semestre de 2007 e para o 1º ano gás, decompostos entre o valor das aquisições directas e o valor do imobilizado que entra em exploração.

**Figura 3-45 - Investimentos na REN Armazenagem**



O valor do investimento directo refere-se aos investimentos na estação de gás e nos novos projectos mencionados anteriormente. O valor da caverna TGC-4, cuja entrada em exploração está prevista para Junho de 2008, e o valor dos investimentos nas instalações de lixiviação imputados à TGC-4, perfaz o valor das transferências para exploração do imobilizado em curso.

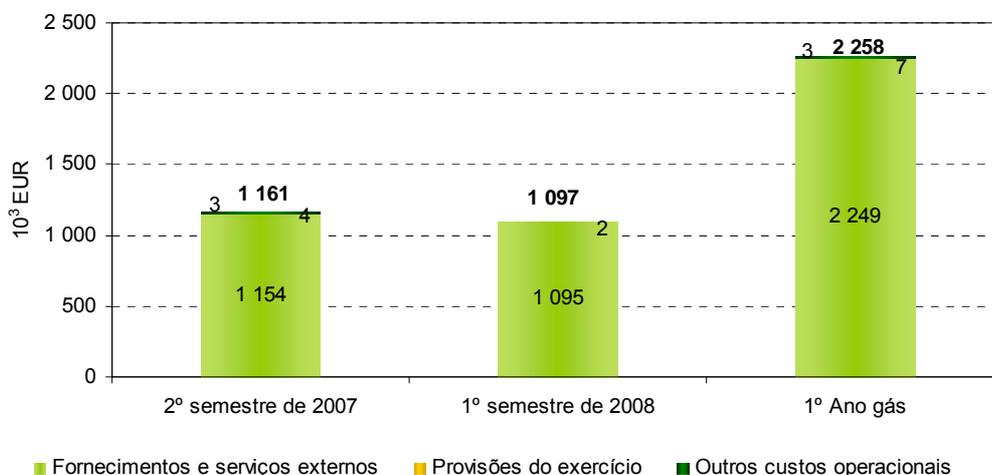
#### REMUNERAÇÃO DO ACTIVO

A remuneração do activo fixo afecto à REN Armazenagem, líquido de amortizações e participações, calculado através da média simples dos valores no início - 1 de Julho de 2007 - e no fim - 30 de Junho de 2008 - do 1º ano gás, pressupõe uma taxa de remuneração de 8%. A justificação para a adopção da taxa referida encontra-se no capítulo 3.1.2.

#### 3.5.1.3.2 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Na Figura 3-46 é apresentada a decomposição dos custos de exploração para o 1º ano gás, desagregando os custos a incorrer por semestre.

**Figura 3-46 - Decomposição dos custos de exploração, por semestre, no ano gás t**



Da análise da figura, conclui-se que a rubrica fornecimentos e serviços externos representa a quase totalidade dos custos de exploração previstos pela REN Armazenagem. Para além desta rubrica, a empresa prevê um valor de provisões no montante de 2,8 milhões de euros e outros custos operacionais, que incluem impostos de selo, no montante de 6,9 milhões de euros para o 1º ano gás. O primeiro semestre do 1º ano gás, que corresponde ao 2º semestre de 2007, apresenta um custo de exploração 5,8% superior ao considerado no 1º semestre de 2008, apresentando todas as rubricas apresentadas, nesse semestre, um valor superior.

De notar que esta empresa não apresenta custos com pessoal uma vez que, o pessoal é cedido pela empresa REN Gasodutos. Desta forma, este custo é considerado como um fornecimento e serviço externo.

A Figura 3-47 apresenta a decomposição da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos para o 1º ano gás. A figura decompõe a rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos pelas diversas parcelas que apresentam um peso igual ou superior a 5% do total da rubrica. As restantes parcelas que apresentam um peso inferior ao indicado são incluídas na parcela de “outros FSE”.

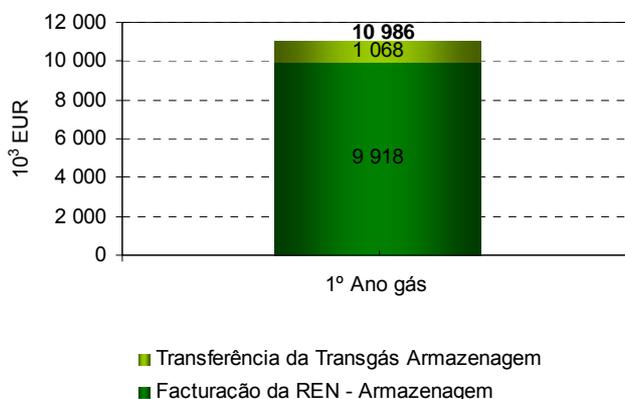
**Figura 3-47 - Decomposição da rubrica Fornecimentos e Serviços Externos, no 1ºano gás**



A componente relativa a trabalhos especializados - serviços de manutenção e assistência técnica apresenta um peso de cerca de 28% do total de fornecimentos e serviços externos para o 1º ano gás. A conservação e reparação de equipamento básico e os custos com pessoal cedido de empresas do grupo representam, respectivamente, 17,4% e 14,2%, do total do custo. As restantes parcelas, com pesos inferiores a 5% do total de fornecimentos e serviços externos, representam cerca de 22% desta rubrica para o 1º ano gás.

Na Figura 3-48 apresenta-se o nível dos proveitos permitidos da REN Armazenagem desagregado no valor a recuperar aplicando a tarifa de UAS às quantidades da REN Armazenagem e no valor a ser transferido pela Transgás Armazenagem. Tal como referido anteriormente, esta questão será desenvolvida com mais pormenor no capítulo 4.2.

**Figura 3-48 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem, via facturação e transferência através da Transgás Armazenagem**



O valor da facturação da REN Armazenagem, ou seja, o valor a recuperar aplicando a tarifa de UAS às quantidades da REN Armazenagem, representa cerca de 90% do total de proveitos permitidos da empresa.

### 3.5.2 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA TRANSGÁS ARMAZENAGEM, SA

A Transgás Armazenagem, SA, tal como a REN Armazenagem, SA desempenha a actividade de armazenamento subterrâneo.

Para além de desempenhar actividades semelhantes, existe uma forte ligação técnica entre a Transgás Armazenagem, SA e a REN Armazenagem, SA evidenciadas no “Acordo relativo à utilização das instalações de superfícies sitas no Carriço”.

O “Acordo relativo à utilização das instalações de superfícies sitas no Carriço” foi celebrado a 26 de Setembro de 2006 entre a REN, Armazenagem e a Transgás, SA. Contudo, como a concessão das actividades de armazenamento foi transmitida pelo Estado Português à REN Armazenagem e à Transgás Armazenagem, assume-se que a referência no acordo à Transgás, SA, poderá em certos casos se referir à Transgás Armazenagem, SA e, noutros, à Transgás, SA.

O acordo relativo à utilização das instalações de superfícies sitas no Carriço prevê a utilização comum dos activos entre a Transgás, SA e a REN Armazenagem, SA. Todas as infra-estruturas de superfície ficam propriedade da REN Armazenagem. Para além destes activos, a REN Armazenagem fica, como já referido, proprietária de três cavernas, duas das quais já em exploração.

A Transgás Armazenagem fica proprietária da caverna TGC-1S (362 610 m<sup>3</sup>), concluída em 2006, tendo começado a construção de uma segunda caverna, a TGC 2, cuja capacidade estimada é de 250 000 m<sup>3</sup> e que deverá ser concluída até 2010. A Transgás Armazenagem fica igualmente com o direito de construir e explorar novas cavernas no sítio do Carriço.

O acordo relativo à utilização das instalações de superfícies sitas no Carriço estabelece que a REN Armazenagem garante à Transgás Armazenagem o acesso às instalações de lixiviação, adquiridas pela REN Armazenagem, para concluir as cavernas a construir pela Transgás.

O custo líquido das instalações de lixiviação adquiridas pela REN Armazenagem, para efeitos da conclusão da caverna TGC-1S e das restantes cavernas (uma delas prevista construir até 2010), será repartido entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem na proporção dos volumes geométricos efectivos das 5 primeiras cavernas previstas construir e incluídas no referido acordo. Os pagamentos efectuam-se na data da respectiva conclusão das cavernas.

A REN Armazenagem garante à Transgás Armazenagem o acesso e ligação à estação de gás das cavernas propriedade desta, para efeitos do primeiro enchimento e posterior operação, sendo os encargos daí decorrentes da responsabilidade da Transgás Armazenagem.

Até à definição pela ERSE do novo regime regulatório, os custos fixos associados à estação de gás foram incluídos no termo fixo da tarifa de acesso ao armazenamento (pago pela Transgás, SA ao abrigo do Contrato de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo). A injeção e extracção de GN foram objecto da aplicação do termo variável associado à injeção e extracção de gás natural, constante no contrato de acesso ao armazenamento subterrâneo. Com a entrada em vigor do regime regulatório definido pela ERSE, aplica-se uma única tarifa que recupera não só o custo induzido pelo gás natural armazenado, bem como os custos associados às operações de injeção e extracção de GN que a Transgás, SA, enquanto comercializador, solicite, mesmo, relativamente às cavernas propriedade da Transgás Armazenagem, SA. Registe-se que na base de activos de cada empresa só entra a parte da estação de lixiviação imputada à caverna que esteja operacional. As cavernas em fase de construção não são remuneradas, logo a proporção da estação de lixiviação que lhe seja imputada também não é remunerada.

#### **INFORMAÇÃO RECEBIDA**

Num primeiro momento, a Transgás Armazenagem enviou informação que contemplava a demonstração de resultados e o balanço, não auditado, de 2006, as demonstrações de resultado semestrais previstas para o segundo semestre de 2007 e o primeiro semestre 2008, assim como os balanços semestrais previstos até o primeiro semestre de 2008. Para além desta informação, a Transgás Armazenagem

enviou para os mesmos períodos os mapas de investimentos, assim como os mapas de subsídios ao investimento.

Nessa informação recebida existem um conjunto de lacunas, das quais se destacam as seguintes:

- As variáveis macro-económicas subjacentes às previsões da Transgás têm por base valores definidos há mais de meio ano.
- Alguns movimentos contabilísticos não foram considerados:
  - Assim, a conta de passivo de curto prazo, Estado e Outros entes Públicos, apenas inclui o valor do IRC do exercício transacto, não contemplando as retenções na fonte sobre a remuneração do único trabalhador (taxa social única e IRS).
- Algumas contas não têm os valores desagregados, nomeadamente as contas do IVA.

Posteriormente, a Transgás Armazenagem enviou informação sobre os investimentos efectuados até 2006 (TGC1S finalizada e TGC 2 em construção) nas duas cavernas, desagregando em *cushion gas* e custos de construção, incluindo no último caso os custos da estação de lixiviação facturados pela REN.

#### **PROVEITOS PREVISTOS**

Os proveitos previstos pela Transgás Armazenagem, SA para o ano gás 2007-2008 têm em conta os seguintes pressupostos:

- A base de activo a remunerar é remunerada à taxa de 9%.
- A base de activo a remunerar inclui o imobilizado em curso.
- Na valorização das cavernas são incluídos os custos da estação de lixiviação facturados pela REN.
- Não são incluídos custos fixos com a estação de gás.

Os proveitos permitidos pela ERSE incluem duas componentes, os custos com capital, isto é a remuneração do activo líquido e as amortizações, e os custos de exploração, líquidos dos proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de armazenamento subterrâneo.

Ao contrário dos valores apresentados pela Transgás Armazenagem, na base de activos regulados não foi considerado o imobilizado em curso. O activo remunerado é o imobilizado não financeiro afecto a uma actividade e utilizado na realização da actividade, líquido de amortizações e deduzido das participações igualmente líquidas de amortizações. Deste modo, o custo com capital corresponde à soma da remuneração do imobilizado líquido não financeiro em exploração e da amortização do activo.

A actividade da Transgás Armazenagem é como foi referido, o armazenamento subterrâneo de gás natural. Associadas a esta actividade estão a injeção e a extração de gás natural. A injeção e a extração de gás natural são realizadas com recurso às instalações de injeção e extração de gás, propriedade da REN Armazenagem. Os custos com injeção e extração são parcialmente ressarcidos através do termo de energia armazenado da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo (UAS). A grande maioria destes custos corresponde a custos fixos relacionados com os investimentos nas estações de injeção e extração de gás.

Todavia, a Transgás Armazenagem não é proprietária das instalações de superfície. Deste modo, os proveitos permitidos à Transgás Armazenagem por aplicação das tarifas apenas dizem respeito ao ressarcimento dos custos de exploração directamente relacionados com as cavernas, assim como à remuneração destes activos. Contudo, a Transgás Armazenagem factura a UAS aos seus clientes, pretendendo recuperar todos os custos de armazenamento, relacionados com as instalações de superfície e com as cavernas. A diferença entre os proveitos permitidos da Transgás Armazenagem e os montantes facturados por aplicação das tarifas de UAS será devolvida mensalmente à REN Armazenagem.

O Quadro 3-55 apresenta os valores previstos pela Transgás Armazenagem, SA para os proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008, comparando-os com os valores decorrentes de três cenários:

- Cenário base, pressupostos da empresa (imobilizado em curso é remunerado conjuntamente com o imobilizado líquido em exploração a uma taxa de 9%), acrescido dos custos com a partilha do investimento na estação de gás.
- Cenário adoptado para os proveitos permitidos no ano gás 2007-2008, o imobilizado em curso não é remunerado, a taxa de remuneração é de 8%.
- Cenário 1, o imobilizado em curso não é remunerado, mantendo-se a taxa de remuneração em 9%.

**Quadro 3-55 - Cenários propostos de proveitos permitidos**

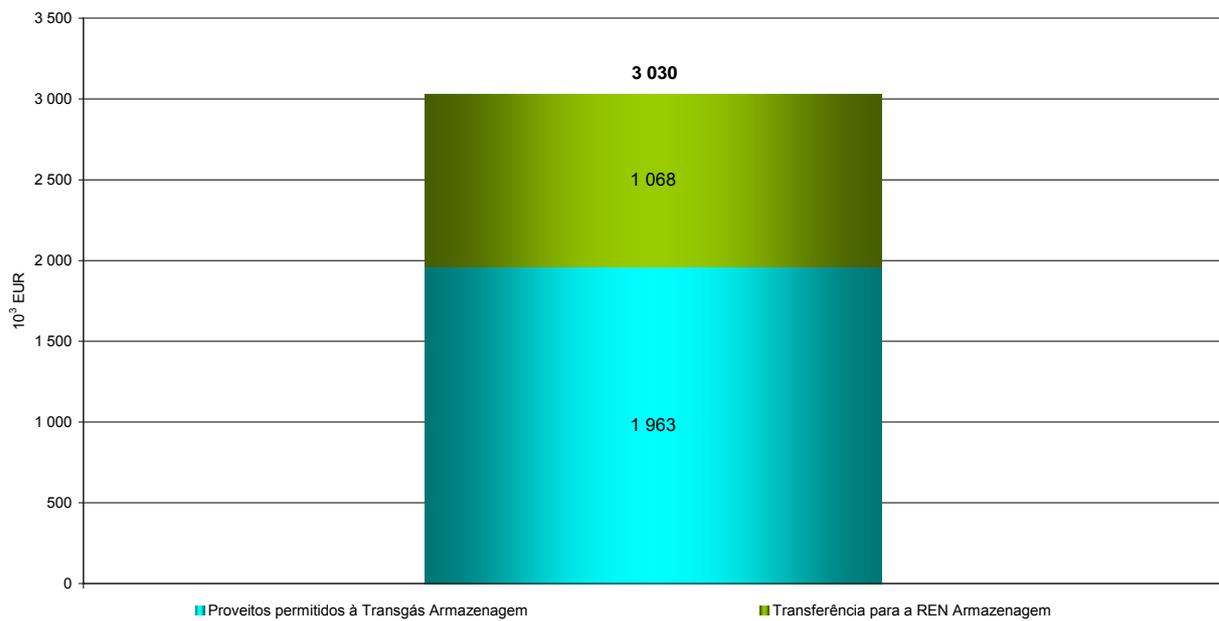
Unidade: 10<sup>3</sup> euros

	<b>Cenário base</b> Pressupostos Transgás Armazenagem - Activo médio com imobilizado em curso - taxa de remuneração = 9%	<b>Cenário 1</b> - Activo médio s/ imobilizado em curso; - taxa de remuneração = 9%	<b>Proveitos permitidos</b> no ano gás 2007- 2008 - Activo médio s/ imobilizado em curso - taxa de remuneração = 8%
Remuneração do activo directamente afecto à Transgás Armazenagem	2303	1493	1384
Amortização	349	349	349
Custo partilha infra-estrutura	0	0	0
<b>Custos com capital</b>	<b>2651</b>	<b>1842</b>	<b>1733</b>
Materiais	0	0	0
FSE	107	107	107
Pessoal	123	123	123
Provisões	0	0	0
Outros	0	0	0
<b>Total custos de exploração</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>
Proveitos suplementares			
Diferença com empresa	7		
<b>Total</b>	<b>2888</b>	<b>2071</b>	<b>1963</b>

De todos os cenários apresentados, o que contempla os pressupostos da Transgás Armazenagem é o cenário que apresenta valores mais elevados, de cerca de 2,9 milhões de euros. Os restantes cenários apresentam valores muito próximos, em torno de dois milhões de euros. Observa-se que o aumento de 1% na taxa de remuneração influencia em cerca de 6% o montante de proveitos permitidos. Contudo, é a consideração, ou não, do imobilizado em curso que mais influencia o montante dos proveitos permitidos. A remuneração do imobilizado em curso incrementaria em cerca de 39% o montante de proveitos permitidos.

Como foi referido, a Transgás Armazenagem factura aos seus clientes a tarifa de UAS. Contudo, os seus proveitos permitidos apenas dizem respeito ao ressarcimento dos custos de exploração directamente relacionados com as cavernas, assim como à remuneração destes activos. A diferença entre os proveitos permitidos da Transgás Armazenagem e os montantes facturados por aplicação das tarifas de UAS será devolvida à REN Armazenagem. Neste âmbito, a Figura 3-49 decompõe os montantes previstos facturar pela Transgás Armazenagem, 3 030 milhares de euros, nos proveitos permitidos à Transgás Armazenagem, 1 963 milhares de euros, e nos montantes a transferir à REN Armazenagem, 1 068 milhares de euros.

**Figura 3-49 - Decomposição dos montantes previstos facturar pela Transgás Armazenagem**



A Figura 3-50 e a Figura 3-51 apresentam a repartição dos proveitos por rubrica. Observa-se que em todos os cenários os custos com o capital (remuneração do activo mais amortizações) representam cerca de 90% dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem.

Figura 3-50 - Repartição dos proveitos por rubricas

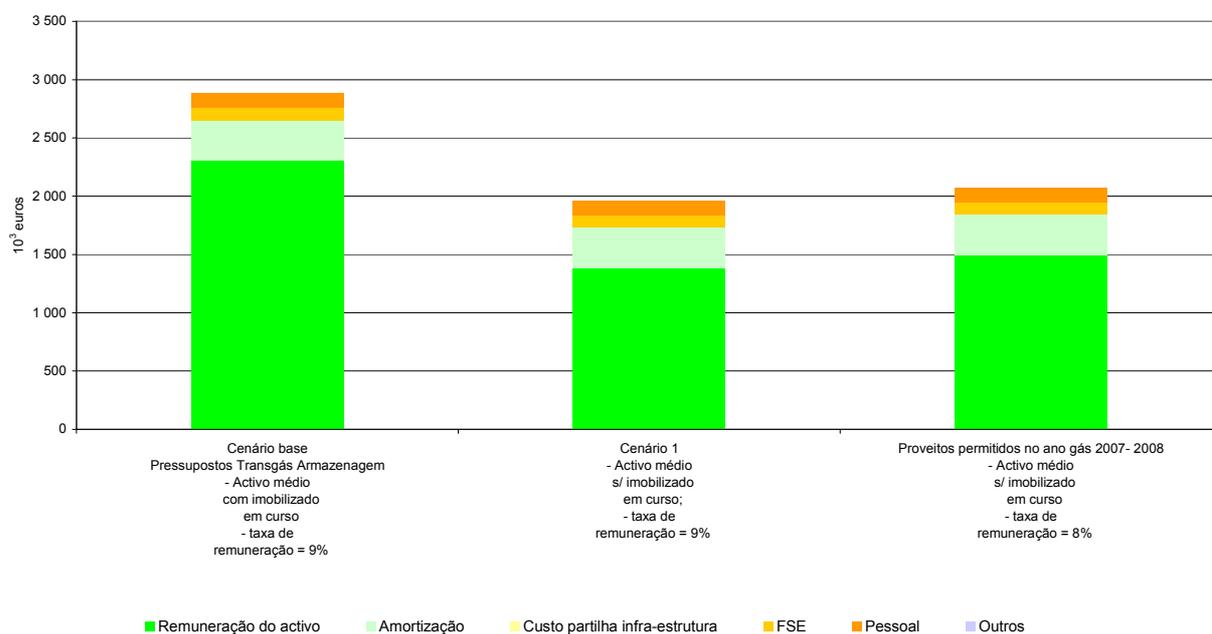
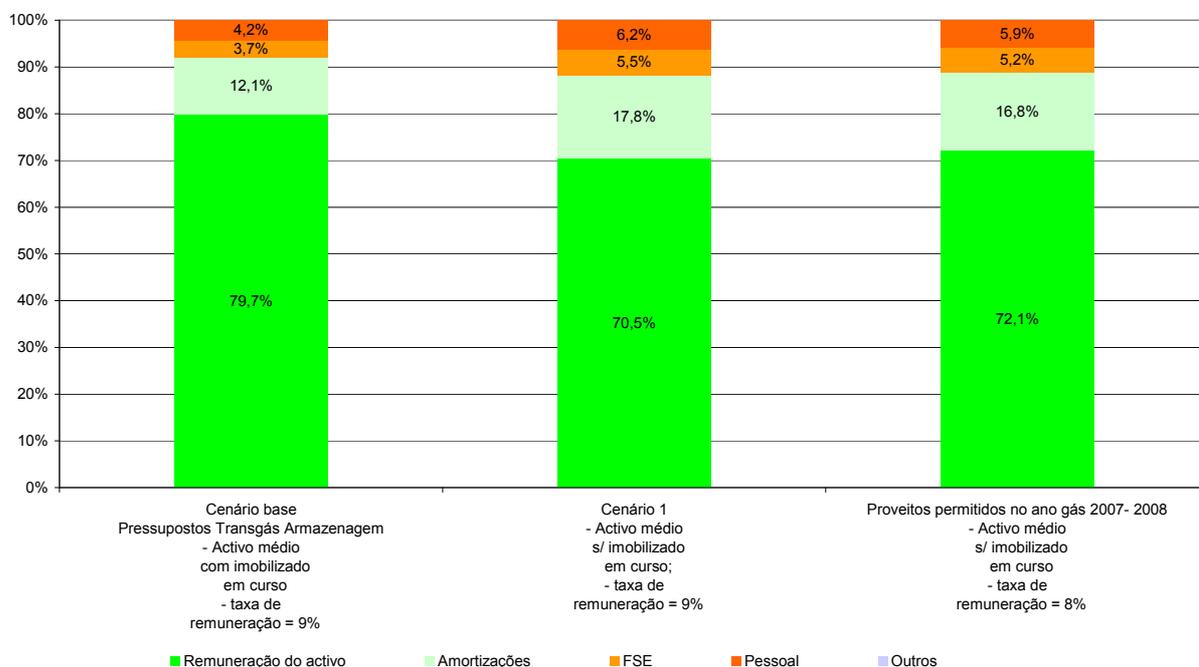


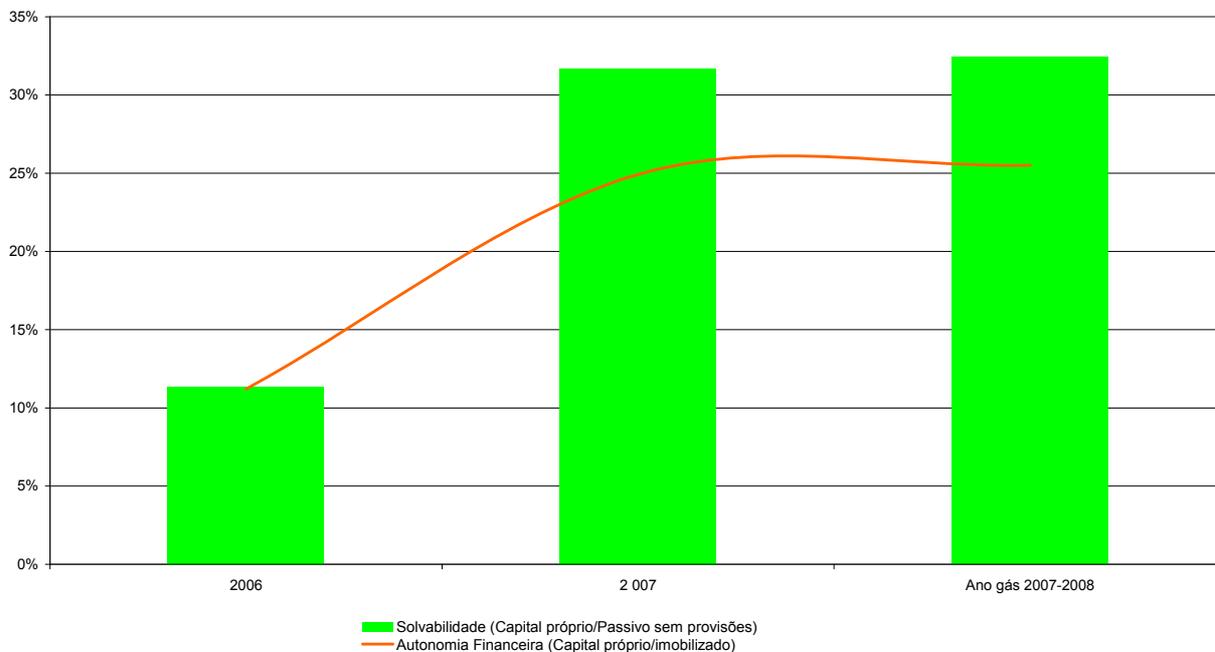
Figura 3-51 – Estrutura dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem



A Figura 3-52 apresenta a evolução da autonomia financeira e da solvabilidade da Transgás Armazenagem verificada em 2006, estimada para 2007 e prevista para o final do ano gás 2007-2008, isto é, para o primeiro semestre de 2008. A partir de 2007, a solvabilidade e o grau de autonomia

financeira da empresa sobem fruto do aumento de capital de 3,5 milhões de euros previstos ocorrer, para 6,5 milhões de euros, por forma à empresa cumprir com o rácio de autonomia financeira.

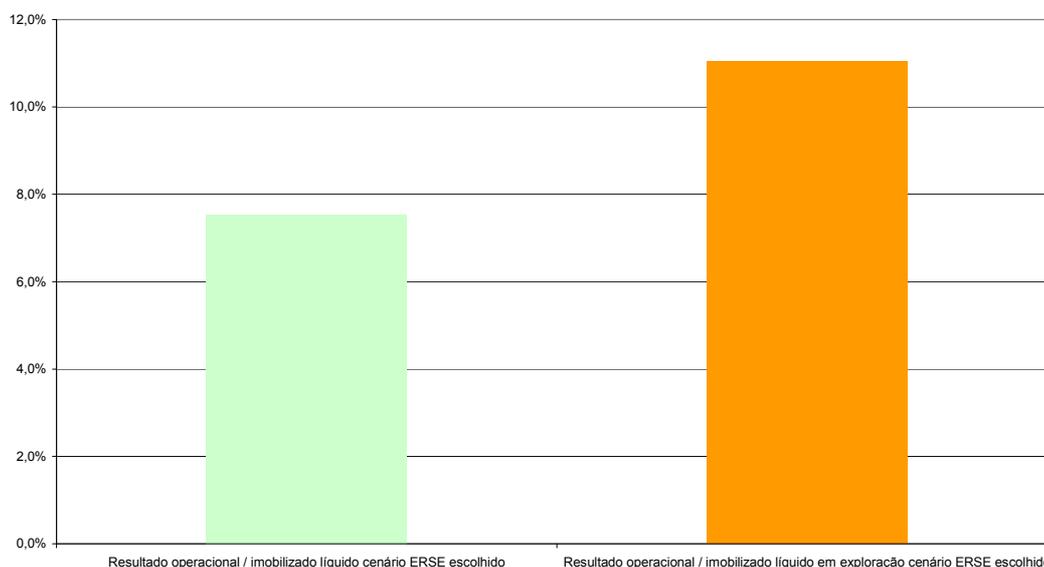
**Figura 3-52 - Autonomia financeira e solvabilidade da Transgás Armazenagem, SA**



A Figura 3-53 apresenta a evolução da rentabilidade do activo líquido e do capital próprio<sup>6</sup> da Transgás Armazenagem previsto, tendo em conta os proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008. Neste quadro, os proveitos permitidos para o ano gás 2007-2008 implicam uma rentabilidade do activo de 4,0% e rentabilidade do imobilizado líquido de exploração (sem imobilizado em curso) de cerca de 6%.

<sup>6</sup> A rentabilidade do activo líquido resulta do rácio do resultado operacional e do imobilizado líquido. A rentabilidade do capital próprio resulta do rácio entre o resultado operacional e o capital próprio.

Figura 3-53 - Rendibilidade da Transgás Armazenagem, SA



O Quadro 3-56 apresenta os proveitos permitidos previstos para o ano gás 2007-2008, assim como a sua decomposição tendo em conta o estabelecido no regulamento tarifário.

Quadro 3-56 - Proveitos permitidos cenário base da ERSE

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Ano gás 1 2º sem 07 - 1ºsem 08
$\tilde{A}m_{AS,t}$	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás $t$	349
$\tilde{A}ct_{AS,t}$	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás $t$	17 304
$r_{AS,r}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação $r$ , em percentagem	8,0
$\tilde{C}E_{AS,t}$	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás $t$	230
$\tilde{S}_{AS,t}$	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, previstos para o an	0
$Amb_{AS,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$ , aceites pela ERSE	0
$ACI_{AS,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos	0
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano gás $t-1$ , acrescida de meio ponto percentu	0
$\Delta R_{UAS,t-2}^{OAS}$	Ajustamento no ano gás $t$ , dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valore	0
$\tilde{R}_{UAS,t}^{OAS}$	<b>Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás <math>t</math></b>	<b>1 963</b>
	$\tilde{A}m_{AS,t} + \tilde{A}ct_{AS,t} \times \frac{r_{AS,r}}{100} + \tilde{C}E_{AS,t} - \tilde{S}_{AS,t} + (Amb_{AS,t-2} - ACI_{AS,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{UAS,t-2}^{OAS}$	

### 3.6 PROVEITOS PERMITIDOS PARA O ANO GÁS 2007-2008

O Quadro 3-57 sintetiza os proveitos permitidos em 2007, por actividade.

**Quadro 3-57 - Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008, por actividade**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008
<b>REN ATLÂNTICO</b>	
Actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	<b>29 426,1</b>
<b>REN GASODUTOS</b>	<b>94 741,1</b>
Actividade de Transporte de gás natural	82 418,7
Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema	12 322,4
<b>REN ARMAZENAGEM</b>	
Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	<b>10 986,1</b>
<b>TRANSGÁS ARMAZENAGEM</b>	
Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	<b>1 962,6</b>
<b>Total</b>	<b>137 115,9</b>

O Quadro 3-58 sintetiza os proveitos a proporcionar no ano gás 2007-2008 por aplicação das tarifas de gás natural para cada uma das actividades reguladas.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

**Quadro 3-58 - Proveitos a proporcionar por aplicação das tarifas no ano gás 2007-2008**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008	Transferências entre actividades no ano gás 2007-2008	Proveitos a proporcionar por aplicação das tarifas no ano gás 2007-2008
<b>REN ATLÂNTICO</b>			
Actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	29 426,1	0,0	29 426,1
<b>REN GASODUTOS</b>	94 741,1	0,0	94 741,1
Actividade de Transporte de gás natural	82 418,7	0,0	82 418,7
Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema	12 322,4	0,0	12 322,4
<b>REN ARMAZENAGEM</b>			
Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	10 986,1	-1 067,6	9 918,5
<b>TRANSGÁS ARMAZENAGEM</b>			
Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	1 962,6	1 067,6	3 030,2
<b>Total</b>	<b>137 115,9</b>	<b>0,0</b>	<b>137 115,9</b>

O Quadro 3-59 compara os proveitos permitidos pela ERSE para o ano gás 2007-2008 com os proveitos permitidos enviados pelas empresas, evidenciando os impactos das decisões tomadas pela ERSE.

O cenário empresas considerado corresponde aos custos enviados pelas empresas considerando, no caso da Transgás Armazenagem, a taxa de 9% para a remuneração da base de activos regulados.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2007-2008 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010

Proveitos Permitidos para cada Actividade

Quadro 3-59 - Resumo do impacto das decisões da ERSE, no cálculo dos proveitos permitidos para 2007-2008

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2007-2008	Cenário Empresa	Alteração da taxa de remuneração dos activos	Alteração da base de activos regulados	Custos não aceites pela ERSE	Alteração da taxa de actualização das quantidades de gás natural	Impacto total das decisões da ERSE	% dos proveitos das Empresas	Proveitos permitidos
REN Atlântico	18 714,4	0,0	0,0	0,0	10 711,7	10 711,7	57,24%	29 426,1
Actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	18 714,4				10 711,7	10 711,7	57,24%	29 426,1
REN Gasodutos	76 557,0	0,0	0,0	-143,1	18 327,2	18 184,1		94 741,1
Actividade de Transporte de gás natural	64 092,0				18 327,2	18 327,2	28,60%	82 419,2
Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema	12 465,0			-143,1		-143,1	-1,15%	12 321,9
REN Armazenagem	10 593,1	0,0	393,0	0,0	0,0	393,0	3,71%	10 986,1
Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	10 593,1		393,0			393,0	3,71%	10 986,1
TRANSGÁS Armazenagem	2 887,9	-165,9	-759,3	0,0	0,0	-925,2	-32,04%	1 962,6
Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	2 887,9	-165,9	-759,3			-925,2	-32,04%	1 962,6
	<b>108 752,3</b>	<b>-165,9</b>	<b>-366,3</b>	<b>-143,1</b>	<b>29 038,9</b>	<b>28 363,6</b>	<b>26,08%</b>	<b>137 115,9</b>



## **4 TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2007-2008**

### **4.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO**

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) baseia-se em três parcelas, as quais se referem aos serviços de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os preços destas três parcelas são calculados de forma a proporcionar um conjunto de receitas com estrutura idêntica à dos proveitos permitidos das funções de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os desvios quer de custos, quer de quantidades destas três funções são adicionados e recuperados através dos proveitos permitidos das três funções, sendo imputados a cada função de acordo com o peso relativo dessa função no conjunto dos proveitos permitidos para as três funções da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL. Esta solução visa prevenir que os desvios provoquem volatilidade nos preços das três funções, em particular nos preços da função de armazenamento de GNL.

A forma de determinação dos preços destas três parcelas encontra-se estabelecida no artigo 107.º do Regulamento Tarifário.

#### **4.1.1 PREÇOS DA PARCELA DE RECEPÇÃO DE GNL**

No que concerne a parcela de recepção de GNL o preço de energia é determinado de modo a que, uma vez aplicado à energia das entregas na RNTGN e das entregas de GNL ao transporte por rodovia, permita recuperar os proveitos permitidos da função de recepção de GNL deduzidos da correspondente parcela do ajustamento dos proveitos da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do ano gás  $t-2$ . No Quadro 4-1 apresenta-se o preço de energia determinado com base nas contas reguladas apresentadas pelo operador do terminal, considerando os proveitos permitidos apresentados no capítulo 3 e 25 145 GWh de energia entregue na RNTGN e 524 GWh de energia das entregas a camiões cisterna.

**Quadro 4-1 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL**

PARCELA DE RECEPÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00022937

**4.1.2 PREÇOS DA PARCELA DE ARMAZENAMENTO DE GNL**

O preço de energia armazenada da parcela de armazenamento de GNL é determinado de modo a que, uma vez aplicado à energia diária armazenada, permita recuperar os proveitos permitidos da função de armazenamento de GNL deduzidos da correspondente parcela do ajustamento dos proveitos da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do ano gás  $t-2$ . No Quadro 4-2 apresenta-se o preço de energia diária armazenada determinado com base nas contas reguladas apresentadas pelo operador do terminal, conforme os proveitos permitidos apresentados no capítulo 3 e uma energia média diária armazenada de 783 GWh.

**Quadro 4-2 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL**

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00005151

**4.1.3 PREÇOS DA PARCELA DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL**

Os preços de capacidade utilizada de regaseificação e de energia são determinados de forma a manterem a estrutura de custos incrementais de capacidade e de energia, por aplicação de um factor de escala multiplicativo a estes custos incrementais, por forma a que os preços de capacidade utilizada e de energia, multiplicados pelas respectivas quantidades permitam recuperar os proveitos permitidos da função de regaseificação de GNL deduzidos da correspondente parcela do ajustamento dos proveitos da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do ano gás  $t-2$  e da parcela de proveitos resultante do termo fixo aplicável ao carregamento de camiões cisterna.

Formalmente tem-se:

$$\tilde{R}_{UTRAR,t}^{regGNL} = C u_t^{regGNL} \times T C u_{UTRAR,t}^{regGNL} + W_t^{regGNL} \times T W_{UTRAR,t}^{regGNL} + N C_t \times T F C C_{UTRAR,t}^{regGNL}$$

em que:

$\tilde{R}_{UTRAR,t}^{regGNL}$  Proveitos a recuperar pelo operador do terminal de GNL por aplicação dos termos de regaseificação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás  $t$

$W_t^{regGNL}$	Energia das entregas na RNTGN, previstas para o ano gás $t$
$Cu_t^{regGNL}$	Capacidade utilizada das entregas na RNTGN, previstas para o ano gás $t$
$TCu_{UTRAR,t}^{regGNL}$	Preço de capacidade utilizada do termo de regaseificação e carregamento de GNL da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás $t$
$TW_{UTRAR,t}^{regGNL}$	Preço de energia do termo de regaseificação e carregamento de GNL da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás $t$
$NC_t$	Número de carregamentos de camiões cisterna no terminal de GNL, previsto para o ano gás $t$
$TFCC_{UTRAR,t}^{regGNL}$	Preço do termo fixo, aplicável ao carregamento de camiões cisterna, do termo de regaseificação e carregamento de GNL da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, para cada carregamento, no ano gás $t$

Em que os preços de capacidade e de energia são dados por:

$$TCu_{UTRAR,t}^{regGNL} = f_{UTRAR,t}^{regGNL} \times Ci Cu_{UTRAR,t}^{regGNL}$$

$$TW_{UTRAR,t}^{regGNL} = f_{UTRAR,t}^{regGNL} \times Ci W_{UTRAR,t}^{regGNL}$$

em que:

$Ci Cu_{UTRAR,t}^{regGNL}$  Custo incremental da capacidade utilizada na regaseificação de GNL

$Ci W_{UTRAR,t}^{regGNL}$  Custo incremental de energia na regaseificação de GNL

$f_{UTRAR,t}^{regGNL}$  Factor a aplicar ao custo incremental de capacidade e de energia da regaseificação de GNL, no ano gás  $t$ .

Assume-se que o preço do termo fixo aplicável ao carregamento de camiões cisterna é igual ao custo nivelado das ilhas de carga de camiões cisterna (Quadro 4-3). O custo nivelado do termo fixo aplicável ao carregamento de camiões cisterna é calculado através do rácio entre a anuidade dos investimentos

nas infra-estruturas de carga de camiões cisterna, acrescida dos encargos de exploração, e o número máximo anual de camiões para que foi dimensionada a infra-estrutura.

**Quadro 4-3 - Custo nivelado de regaseificação associado ao carregamento de camiões cisterna**

Anuidade investimento	382 493 Euros
Encargo exploração	10 148 Euros
Anuidade total	392 640 Euros
Nº máximo camiões	3 000
Preço termo fixo	130,88 Euros/camião

Dados os custos incrementais de capacidade e de energia, os proveitos permitidos para a parcela de regaseificação<sup>7</sup>, o preço do termo fixo de carregamento de camiões cisterna e as quantidades previstas para o ano gás 2007-2008 é possível determinar o factor de escala ( $f_{UTRAR,t}^{regGNL}$ ) a aplicar aos custos incrementais de capacidade e de energia, obtendo-se os preços de capacidade utilizada e de energia. No Quadro 4-4 e no Quadro 4-5 apresentam-se os custos incrementais de regaseificação de GNL e os preços que resultam da aplicação de um factor de escala de 1,16.

<sup>7</sup> Proveitos permitidos determinados com base nas contas reguladas apresentadas pelo operador do terminal.

**Quadro 4-4 - Custos incrementais de regaseificação de GNL**

<b>Custos incrementais/nivelados</b>	
Capacidade utilizada (€/kWh por mês)	0,0027604
Energia (€/kWh)	0,00007776
Carga camiões cisterna (€/camião)	130,88

**Quadro 4-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito**

<b>PARCELA REGASEIFICAÇÃO</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,003209
Energia (EUR/kWh)	0,00009041
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)	130,88

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

No Quadro 4-6 sintetizam-se os preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

**Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito**

<b>Tarifas</b>	<b>Preços da tarifa de UTRAR</b>			
	Preço de capacidade utilizada (EUR/kWh/mês)	Preço de energia armazenada (EUR/kWh)	Preço de energia (EUR/kWh)	Preço do termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)
Termo de recepção	-	-	0,00022937	-
Termo de Armazenamento	-	0,00005151	-	-
Termo de Regaseificação (inclui termo de carregamento de GNL)	0,003209	-	0,00009041	-
	-	-	-	130,88

Conforme se apresenta no Quadro 4-7, nas suas entregas à RNTGN, o operador do terminal aplica o preço de capacidade utilizada, preço de energia armazenada e preços de energia do termo de recepção e do termo de regaseificação.

**Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito a aplicar nas entregas à RNTGN**

TARIFA DE UTRAR NAS ENTREGAS À RNTGN	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,003209
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00005151
Energia (EUR/kWh)	0,00031978

Conforme consta no Quadro 4-8, nas suas entregas a camiões cisterna, o operador aplica o preço de energia armazenada, o preço de energia do termo de recepção e o preço do termo fixo de carregamentos dos camiões cisterna.

**Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito a aplicar nas entregas a camiões cisterna**

TARIFA DE UTRAR NAS ENTREGAS A CAMIÕES CISTERNA	PREÇOS
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00005151
Energia (EUR/kWh)	0,00022937
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)	130,88

#### 4.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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

Os operadores do armazenamento subterrâneo recuperam proveitos por aplicação dos termos de injeção, extracção e energia armazenada, com base na estrutura de custos da actividade de Armazenamento Subterrâneo, previstos para o ano gás  $t$ . As tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo são compostas pelos seguintes preços:

- Preço de energia injectada, definido em euros por kWh.
- Preço de energia extraída, definido em euros por kWh.
- Preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh.

O preço diário de energia armazenada é diferenciado por períodos tarifários. Para o ano gás 2007-2008 não se consideraram períodos tarifários uma vez que a informação disponível para a utilização desta infra-estrutura não permite identificar claramente a localização dos mesmos.

A estrutura de preços desta tarifa é definida tendo em conta os princípios gerais de preços baseados em custos. Assim, é necessário definir um racional de determinação dos custos incrementais ou, em

alternativa, dos custos nivelados associados à injeção e extracção de gás nas cavernas e ao custo diário de armazenamento de energia. Estes, por sua vez, serão tomados em consideração para efeitos de determinação das parcelas de proveitos a recuperar na injeção e extracção  $\tilde{R}_{UAS,t}^{IE}$  e no armazenamento  $\tilde{R}_{UAS,t}^{AS}$ .

Para efeitos de determinação das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo a vigorar em 2007-2008 foram considerados os custos nivelados de energia extraída, energia injectada e energia armazenada apresentados no documento “Determinação da Estrutura Tarifária – Tarifas de Acesso às Infra-estruturas da RNTIAT 2007-2008”

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, são referidos à fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede a que está ligado e são os que se apresentam no Quadro 4-9.

**Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS
Energia injectada (EUR/kWh)	0,00019336
Energia extraída (EUR/kWh)	0,00019336
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00002025

**TRANSFERÊNCIA ENTRE OS OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO RELATIVAS À PARTILHA DO USO DAS UNIDADES DE SUPERFÍCIE**

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

Este ajustamento, nos termos do Regulamento Tarifário, é efectuado a título definitivo no ano gás  $t+2$ . Ou seja, dois anos depois de verificados os proveitos recuperados por cada operador e comparados com os respectivos proveitos permitidos.

No entanto, a natureza da estrutura de proveitos permitidos, por um lado, e das quantidades previstas para o ano gás  $t$ , por outro lado, permitem antever desde logo uma diferença entre as receitas previstas obter e os proveitos permitidos. Assim, faz sentido estabelecer uma regra de repartição mensal da facturação da aplicação das tarifas com vista a minimizar os ajustamentos necessários no ano  $t+2$ .

Esta regra de repartição visa, não só atenuar as diferenças entre os perfis de pagamentos anuais dos operadores de armazenamento subterrâneo, mas também minimizar os custos financeiros subjacentes, que acabariam por ser suportados pelos consumidores de gás natural.

Uma parte importante do racional de repartição de receitas de facturação entre os operadores resulta também do facto de ambos partilharem as instalações de superfície, que são activos do Operador de Armazenamento REN Armazenagem.

Importa referir que não deve ser confundido as receitas dos termos de energia injectada e extraída com a remuneração dos activos da estação de superfície. São valores que não coincidem, nem devem coincidir por diversas razões, das quais se destacam as seguintes:

- Os activos de superfície não são apenas os equipamentos de injeção e/ou extracção.
- Os preços de injeção e extracção devem ser calculados num horizonte de médio e longo prazo, pois as quantidades apresentam uma grande volatilidade inter-anual.
- O custo marginal de curto prazo (custo variável) associado à utilização dos equipamentos de injeção e extracção tende para zero, excluindo as perdas pagas em espécie.

Por outro lado, a existência de uma tarifa única para recuperar dois conjuntos de proveitos permitidos obrigaria sempre a transferências entre operadores, fosse qual fosse o preço de energia extraída e injectada definido.

Tendo em conta o exposto definiu-se um procedimento para as transferências entre os operadores de armazenamento subterrâneo com base na facturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo aplicada às quantidades de cada operador. No Quadro 4-10 apresenta-se a percentagem da facturação mensal que a Transgás Armazenagem deve transferir para a REN Armazenagem.

**Quadro 4-10 - Cálculo da Percentagem da facturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo recebida pelo Operador de Armazenamento Subterrâneo, Transgás Armazenagem, a transferir mensalmente para o Operador de Armazenamento Subterrâneo, REN Armazenagem**

Proveitos permitidos ao OAS Transgás 10 <sup>3</sup> €	Proveitos previstos Recuperar pelo OAS Transgás 10 <sup>3</sup> €	Rácio entre os proveitos permitidos e os proveitos previstos recuperar
1 963	3 030	65%
Percentagem da facturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo recebida pelo Operador de Armazenamento Subterrâneo, Transgás Armazenagem, a transferir mensalmente para o Operador de Armazenamento Subterrâneo, REN Armazenagem		35%

O cálculo dos proveitos previstos recuperar pela Transgás Armazenagem tiveram como base as previsões enviadas por este operador em termos de energia armazenada, aproximadamente 410 GWh de energia armazenada diariamente, e uma quantidade nula de energia injectada e de energia extraída para o ano gás 2007-2008.

A percentagem da facturação mensal a transferir incide sobre toda a factura mensal resultante da aplicação de todos preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, apresentada no Quadro 4-9, às quantidades entregues ao OAS Transgás Armazenagem.

### 4.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

#### 4.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas em GNL deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

A tarifa de Uso Global do Sistema cobre os custos de operação do sistema, mas também alguns custos de política energética ou de interesse económico geral, onde se incluem, nomeadamente os custos com programas de promoção da eficiência energética.

Esta tarifa tem associada uma variável de facturação que se prende com a quantidade de energia saída da rede de transporte (51 781 GWh), que multiplicada pelo preço da tarifa proporciona o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, apresentados no capítulo 3.

**Quadro 4-11 - Preço de energia da tarifa UGS**

USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00023797

#### 4.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte às entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas de GNL, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos.

Conforme decorre do Artigo 109º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte é composta por dois termos tarifários:

- Termo de capacidade utilizada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês.
- Termo de energia entregue com diferenciação entre períodos de ponta e períodos fora de ponta, definido em euros por kWh.

Formalmente tem-se:

$$\tilde{R}_{URT,t}^{ORT} = Cu_t \times TCu_{URT,t}^{ORT} + Wp_t \times \Delta TWp_{URT,t}^{ORT} + W_t \times TW_{URT,t}^{ORT}$$

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^{ORT}$	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, previstos para o ano gás $t$
$Cu_t$	Capacidade utilizada das entregas em AP e das quantidades associadas à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL, previstas para o ano gás $t$
$TCu_{URT,t}^{ORT}$	Preço da capacidade utilizada da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás $t$
$W_t$	Energia das entregas em AP e das quantidades associadas à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL, prevista para o ano gás $t$
$TW_{URT,t}^{ORT}$	Preço de energia da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás $t$
$Wp_t$	Energia em períodos de ponta das entregas em AP e das quantidades associadas à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL, prevista para o ano gás $t$
$\Delta TWp_{URT,t}^{ORT}$	Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte, no ano gás $t$ .

Os preços de capacidade e energia de ponta e energia, são determinados por forma a manterem a estrutura dos respectivos custos incrementais, por aplicação de um factor de escala multiplicativo a esses custos incrementais.

No Quadro 4-12 apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte definidos e justificados no documento “Determinação da estrutura tarifária”. Estes custos incrementais asseguram uma estrutura das receitas a recuperar no termo de capacidade de 90% e nos restantes termos de 10%, em linha com as práticas internacionais.

**Quadro 4-12 - Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por variável de facturação**

$Cu_t$	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia por mês)	0,027664
$W_t$	Energia (€/kWh)	0,00000640
$Wp_t$	Energia de ponta (€/kWh)	0,00022416

Conforme a estrutura de custos incrementais apurada e com base nos proveitos permitidos para a actividade de Uso de Rede de Transporte, determinou-se o factor de escala (0,89) a aplicar a esses custos incrementais, obtendo-se os preços para as variáveis de facturação de capacidade utilizada, energia e energias de ponta, conforme se apresenta no Quadro 4-13.

**Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por variável de facturação**

USO DA REDE DE TRANSPORTE	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,024590
Energia (EUR/kWh)	0,00000569
Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh)	0,00019925

A tarifa aplica-se às saídas ou seja aos pontos de entrega da rede de transporte, quer a clientes, quer aos operadores das redes de distribuição ligados à rede de transporte, assim como à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário.

Às entregas de gás da RNTGN para pontos de custódia de redes internacionais é diminuído ao preço de capacidade utilizada o valor correspondente aos custos associados com os troços periféricos das redes, nomeadamente os custos associados com GRMS que não devem ser imputados a estas entregas.

No Quadro 4-14 apresenta-se a tarifa de Uso da Rede de Transporte de Gás Natural aplicável às entregas da RNTGN em alta pressão a redes internacionais. Estes preços são idênticos à tarifa de Uso da Rede de Transporte em todos os termos tarifários à excepção do termo de capacidade utilizada. Este preço é obtido subtraindo ao preço de capacidade utilizada apresentado no Quadro 4-13 o valor referente aos custos incrementais de capacidade utilizada associada aos troços periféricos multiplicado pelo factor de escala associado ao cálculo da tarifa de uso da Rede de Transporte.

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

**Quadro 4-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar nas entregas a redes internacionais, por variável de facturação**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE ENTREGAS INTERNACIONAIS</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,018963
Energia (EUR/kWh)	0,00000569
Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh)	0,00019925

**4.3.3 TARIFAS DE ACESSO À RNTGN**

A actividade de Acesso à RNTGN, exercida pelo operador da rede de transporte de gás natural, transfere os custos do uso da rede de transporte e da gestão técnica global do sistema para os operadores das redes de distribuição, para os comercializadores de gás natural e para os clientes no mercado que adquirem directamente gás natural e que se encontram ligados à rede de transporte.

A tarifa de Acesso à RNTGN deve proporcionar os proveitos da actividade de Acesso à RNTGN.

No Quadro 4-15 são apresentadas as tarifas de Acesso à RNTGN, obtidos por adição das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso Global do Sistema.

**Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Acesso à RNTGN, por variável de facturação**

<b>ACESSO ÀS REDES</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,024590
Energia (EUR/kWh)	0,00024366
Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh)	0,00019925

No Quadro 4-16 são apresentadas as tarifas de Acesso à RNTGN a aplicar às entregas da RNTGN a redes internacionais, obtidos por adição das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso Global do Sistema.

**Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Acesso à RNTGN a aplicar nas entregas a redes internacionais, por variável de facturação**

<b>ACESSO ÀS REDES - ENTREGAS INTERNACIONAIS</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,018963
Energia (EUR/kWh)	0,00024366
Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh)	0,00019925

## 5 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do n.º 7 do artigo 18.º do Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações (RARII), na redacção que lhe foi dada pelo despacho n.º 19 624-A/2006 (2.ª série), de 25 de Setembro de 2006, o operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em coordenação com os outros operadores das infra-estruturas, deve apresentar à ERSE proposta de valores dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos às infra-estruturas, até ao dia 15 de Dezembro de cada ano, devidamente justificados, que serão publicados no despacho anual que estabelece as tarifas e preços de gás natural para o ano gás seguinte.

Os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos são utilizados para efeito da determinação da quantidade de gás natural que os agentes de mercado devem colocar à entrada das diferentes infra-estruturas da RPGN, de modo a garantir a entrega nas saídas das quantidades de gás natural necessária para abastecer os consumos previstos dos respectivos clientes, de acordo com o estabelecido no RARII.

Os ajustamentos para perdas e autoconsumos são aplicados, também, aos valores dos preços das tarifas relativas a cada infra-estrutura, nos termos do Regulamento Tarifário.

Desta forma, os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados em função da infra-estrutura a que reportam, nomeadamente, os terminais de GNL, as instalações de armazenamento subterrâneo gás natural, as UAG, a RNTGN e as redes de distribuição em MP e em BP.

### 5.1 PROPOSTA DA REN GASODUTOS PARA OS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT

O operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, apresentou os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos para a RNTGN, para o terminal de recepção, de armazenamento e regaseificação de GNL e para o armazenamento subterrâneo, para o primeiro ano gás, apresentados no Quadro 5-1.

**Quadro 5-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos**

Infra-estrutura	Factor de ajustamento (%)
RNTGN	0,11
Terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	-0,48
Armazenamento Subterrâneo	1

Nos pontos 5.1.1, 5.1.2 e 5.1.3 é apresentado um resumo das justificações para os valores de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos por parte do operador da rede de transporte.

### 5.1.1 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTGN

A REN Gasodutos apresentou pela primeira vez uma proposta à ERSE de valores de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na rede nacional de transporte para o primeiro ano gás, 2007-2008.

A metodologia apresentada pela REN Gasodutos para a determinação das perdas e autoconsumos assenta no princípio de que as perdas globais de gás na RNTGN resultam do efeito conjugado de três parcelas que devem ser contabilizadas individualmente e utilizadas na determinação do factor final de ajustamento de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Purgas e Fugas – gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma incontrolada resultante de incidentes que afectam a infra-estrutura;
- Autoconsumos – consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, com medida associada;
- Diferenças de medição – quantitativos de gás não contabilizados resultantes de erros nos processos de medição e balanço de gás (frequentemente referido como “unaccounted for gas” na literatura anglo-saxónica, podendo assumir valores positivos ou negativos).

Os valores para o primeiro ano gás teve por base os valores de perdas e autoconsumos determinados para os anos de 2005 e 2006. O regime de exploração nestes dois anos caracterizou-se, segundo a REN Gasodutos, por uma adequada estabilidade e controlo do processo de transporte que permitem utilizá-los como base para a previsão em análise.

#### **PURGAS E FUGAS**

De acordo com a REN Gasodutos, as purgas e fugas de gás natural para a atmosfera têm essencialmente três origens:

- Fugas não controladas resultantes de incidentes / acidentes com impacto nas infra-estruturas da RNTGN, quer sejam no gasoduto de transporte, quer sejam em estações de entrega de gás natural;
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas da RNTGN, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás;

- Purgas processuais resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV - Pressure safety valves”), necessárias à regulação de pressão nas estações dos pontos de saída da RNTGN.

Os valores das perdas resultantes de purgas verificadas na RNTGN nos anos de 2005 e 2006 foram, respectivamente, 499 513 kWh e 232 195 kWh.

#### **AUTOCONSUMOS**

Actualmente, os autoconsumos de gás natural resultam exclusivamente do funcionamento dos sistemas de aquecimento existentes nas estações de regulação e medida de gás dos pontos de saída da RNTGN. Para que o operador da RNTGN entregue o gás natural nos pontos de saída respeitando as condições de pressão e temperatura especificadas, nomeadamente garantindo uma utilização segura do gás natural pelas infra-estruturas a jusante, necessita de pré-aquecer o gás natural para compensar o abaixamento de temperatura resultante da regulação de pressão (efeito de Joule-Thomson) efectuada nas estações dos pontos de saída da RNTGN. Desta forma, este autoconsumo reflecte uma necessidade de consumo interno de funcionamento da própria infra-estrutura da RNTGN, constituindo assim um gasto próprio de gás a ser contabilizado na determinação do factor de compensação de perdas e autoconsumos desta infra-estrutura.

Os valores das perdas resultantes de autoconsumos verificados na RNTGN nos anos de 2005 e 2006 foram, respectivamente, 46 900 747 kWh e 47 268 164 kWh.

#### **DIFERENÇAS DE MEDIÇÃO**

As diferenças de medição resultam dos erros associados a todo o processo de contabilização de volumes / energias introduzidos / extraídos nos pontos de entrada / pontos de saída da RNTGN e estão associados aos erros dos equipamentos de medição e análise das características do gás natural e, segundo a REN Gasodutos, reflectem o “estado de arte” da metrologia actual, estando a RNTGN alinhada com as melhores práticas do sector e da OIML (Organização Internacional de Metrologia Legal). Esta parcela apresenta valores que não devem ser desprezados, mas que o operador da RNTGN espera que sejam estatisticamente nulos ao longo dos anos.

Os valores das perdas ou ganhos resultantes das diferenças de medição na RNTGN nos anos de 2005 e 2006 foram, respectivamente, -37 392 978 kWh (ganho) e 41 487 514 kWh (perda).

**PROPOSTA DA REN GASODUTOS**

No Quadro 5-2 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, assim como as quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída da RNTGN, dos quais resulta o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN para o primeiro ano gás apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

**Quadro 5-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG em 2005 e 2006**

Valores em kWh			
Parcela	2005	2006	Somatório 2005-2006
Purgas e Fugas	499 513	232 195	731 708
Autoconsumos	46 900 747	47 268 164	94 168 911
Diferenças de Medição	-37 392 978	41 487 514	4 094 536
Perdas totais	10 007 282	88 987 873	98 995 155
Saídas da RNTGN	47 627 858 586	45 567 345 697	93 195 204 273
Factor ajustamento (%)	0,02	0,20	0,11

De notar que, pelo facto de as quantidades entregues pela RNTGN em Valença do Minho, quer no âmbito do trânsito internacional, quer no âmbito de vendas de gás natural em Espanha pela Transgás, assim como as quantidades de gás natural entregue no Armazenamento Subterrâneo, não se encontrarem sujeitas a autoconsumos nas estações dos respectivos pontos de saída da RNTGN, estas não foram consideradas na determinação do factor para ajustamento de perdas na RNTGN. Em particular, no que diz respeito ao trânsito internacional, há que também ter em conta que a contabilização e balanço respeitante ao trânsito internacional encontra-se ao abrigo dos contratos de transporte das Sociedades Campo Maior – Leiria – Braga e Braga – Tuy, bem como dos respectivos manuais operativos acordados com o operador da rede de alta pressão interligada com a RNTGN (Enagas).

O valor proposto pela REN Gasodutos para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN para o ano gás 2007-2008 é o que resulta dos correspondentes valores contabilizados nos dois anos civis em apreço – 2005 e 2006 – e que se cifra em 0,11% sobre o valor das saídas, excluindo o trânsito internacional, as exportações e as quantidades injectadas no Armazenamento Subterrâneo.

### 5.1.2 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O mecanismo de determinação de perdas e autoconsumos no terminal de GNL descrito no documento apresentado pela REN Gasodutos é baseado em duas parcelas que devem ser contabilizadas e utilizadas no cálculo do factor de ajustamento de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Purgas e queima de gás natural;
- Diferenças de medição.

A proposta de valores das perdas e autoconsumos apresentada pelo operador desta infra-estrutura foram determinadas com base nos valores dos dois últimos anos, base temporal comum de referência assumida para as restantes infra-estruturas da RNTIAT.

#### **PURGAS E QUEIMA DE GÁS NATURAL**

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efectuadas através de um sistema de queima segura ("flare") têm essencialmente três origens:

- Purgas não controladas resultantes de incidentes / acidentes com impacto na infra-estrutura do terminal;
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas do terminal, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás;
- Purgas controladas resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão ("PSV -Pressure safety valves"), necessárias à regulação das pressões máximas de serviço dos equipamentos do terminal.

Os valores das perdas resultantes de purgas e queima de gás natural no terminal nos anos de 2005 e 2006 foram, respectivamente, 9 444 kWh e 830 833 kWh. A diferença entre os valores de purgas e queima de GN entre os anos de 2005 e 2006 deveu-se à execução de duas intervenções programadas de manutenção com paragem das instalações efectuadas em 2006.

#### **DIFERENÇAS DE MEDIÇÃO**

As diferenças de medição resultam dos erros associados a todo o processo de contabilização de volumes / energias recebidos / entregues dos navios de GNL / pontos de expedição do terminal de GNL,

nomeadamente na descarga de navios de GNL, no enchimento de camiões cisterna e na emissão de gás natural para a RNTGN. Estas diferenças estão associadas aos erros dos equipamentos de medição e análise das características do gás natural, assim como ao erro decorrente dos procedimentos e normas internacionais utilizadas na contabilização das quantidades descarregadas pelos navios de GNL e carregadas nos camiões cisterna. Como se pode verificar pelos valores apresentados de seguida, esta parcela apresenta valores que não devem ser desprezados, encontrando-se sob investigação por parte do operador desta infra-estrutura a razão dos ganhos que se têm verificado na mesma.

Os valores dos ganhos resultantes das diferenças de medição no terminal de GNL nos anos de 2005 e 2006 foram, respectivamente, -65 372 332 kWh e -143 283 846 kWh.

### PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No Quadro 5-3 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, assim como as quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos quais resulta o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura para o primeiro ano gás, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

**Quadro 5-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2005 e 2006**

Valores em kWh			
Parcela	2005	2006	Somatório 2005-2006
Purgas e queima de gás natural	9 444	830 833	840 277
Diferenças de medição	-65 372 332	-143 283 846	-208 656 178
Perdas totais	-65 362 888	-142 453 013	-207 815 901
Saídas do Terminal	19 636 502 037	23 632 296 680	43 268 798 717
Factor ajustamento (%)	-0,33	-0,60	-0,48

Do Quadro 5-3 resulta que a principal parcela responsável pelo factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é a parcela das diferenças de medição. Embora sob investigação e sem conclusões definitivas, a REN Gasodutos assume que se supõe que a principal justificação para estes ganhos do terminal esteja relacionada com um problema técnico no sistema de amostragem do cromatógrafo de gás natural que é utilizado na validação das quantidades descarregadas pelos navios de GNL.

### 5.1.3 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

De acordo com o mecanismo proposto pela REN Gasodutos, as perdas e autoconsumos globais de gás no Armazenamento Subterrâneo resultam do efeito conjugado de três parcelas que devem ser quantificadas individualmente e utilizadas na determinação do factor global de ajustamento de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Autoconsumos no processo de injeção – consumos próprios do processo de injeção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos no processo de extracção – consumos próprios do processo de extracção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos em *Stand-By* – consumos próprios da infra-estrutura em regime de *stand-by*, com medida associada;
- Purgas e Fugas – gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma incontrolada resultante de incidentes que afectam a infra-estrutura.

Seguidamente apresenta-se quer a justificação técnica teórica, quer os dados experimentais recolhidos, para os valores das perdas referidas anteriormente, apresentada pela REN Gasodutos, justificando o valor proposto para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura.

#### 5.1.3.1 AUTOCONSUMOS NO PROCESSO DE INJEÇÃO

Os valores de autoconsumo de gás natural no processo de injeção do armazenamento subterrâneo advêm do consumo de gás combustível necessário para o accionamento dos grupos compressores utilizados na movimentação do gás natural da RNTGN para o parque de cavernas.

A potência de compressão a aplicar pelos grupos de compressão está directamente relacionada com o rácio de compressão, o caudal de gás a movimentar, a carga aplicada nos motores e o número de máquinas em operação simultânea. O consumo de gás combustível é, portanto, afectado por um conjunto de variáveis que só poderão ser determinadas no início e durante a operação de injeção em particular.

Assim sendo, a determinação do factor de ajustamento único para o autoconsumo do processo de injeção implica o cálculo teórico deste valor para um cenário de operação considerado médio em relação ao leque de realidades operacionais possíveis e exequíveis, e a posterior confirmação do factor obtido recorrendo à análise dos dados reais disponíveis no momento.

#### DETERMINAÇÃO DO FACTOR DE AJUSTAMENTO

No Quadro 5-4 constam os valores apresentados pela REN Gasodutos como típicos das variáveis que determinam o autoconsumo do processo de injeção do Armazenamento Subterrâneo. Os valores apresentados pela REN Gasodutos foram obtidos da experiência disponível até ao momento, considerando apenas a operação do processo de injeção em regimes normais:

**Quadro 5-4 - Processo de injeção**

Variável	Valor
Caudal	80 000 m <sup>3</sup> (n)/h
Pressão na rede de transporte	65 bar
Pressão no parque de cavernas	150 bar
Poder calorífico médio	11,840 kWh/m <sup>3</sup> (n)

Nestas condições, observam-se os seguintes parâmetros de operação que se apresentam no Quadro 5-5.

**Quadro 5-5 - Parâmetros de operação de injeção**

Parâmetros de operação	Valor
Potência de compressão	2 585 kW
Grupos em operação	1
Eficiência do processo	40%
Potência a disponibilizar	6 468 kW

Os valores teóricos obtidos para o autoconsumo do processo de injeção são apresentados no Quadro 5-6:

**Quadro 5-6 - Factor de ajustamento para o processo de injeção**

Autoconsumo do processo	Valor
Caudal de gás combustível	546 m <sup>3</sup> (n)/h
Factor de ajustamento	0,68%

## DADOS REAIS

O Quadro 5-7 apresenta o resumo dos dados disponíveis, apresentados pela REN Gasodutos, do processo de injeção em regimes de operação normal, ou seja, não levando em linha de conta as operações especiais de primeiro enchimento de cada caverna, em que os grupos de compressão são utilizados em regimes com eficiências muito reduzidas (na ordem dos 35%):

**Quadro 5-7 - Dados reais disponíveis para a injeção**

Período	Gás injectado	Autoconsumo	Caudal médio	Factor
02-03-2006 a 08-03-2006	11 640.135 m <sup>3</sup> (n)	70 186 m <sup>3</sup> (n)	69 287 m <sup>3</sup> (n)/h	0,60%
13-03-2006 a 28-03-2006	29 916.675 m <sup>3</sup> (n)	202 254 m <sup>3</sup> (n)	77 908 m <sup>3</sup> (n)/h	0,68%
09-10-2006 a 18-10-2006	14 224.388 m <sup>3</sup> (n)	89 896 m <sup>3</sup> (n)	65 854 m <sup>3</sup> (n)/h	0,63%

Os dados reais observados são comparáveis com o valor teórico calculado. De forma a salvaguardar regimes de operação mais exigentes ainda não experimentados consistentemente – maior rácio de compressão, maior caudal de injeção e utilização de dois grupos compressores – a REN Gasodutos recomenda o valor de 0,70% como factor de compensação dos autoconsumos para o processo de injeção.

### 5.1.3.2 AUTOCONSUMOS NO PROCESSO DE EXTRACÇÃO

O processo de extracção do Armazenamento Subterrâneo utiliza o gás natural como combustível para as operações de aquecimento e secagem necessárias para a movimentação do gás natural do parque de cavernas para a RNTGN.

A potência a disponibilizar para o aquecimento está directamente relacionada com o rácio de descompressão, o caudal de gás a movimentar e a temperatura do gás armazenado, sendo que se considera constante a potência necessária para a operação de secagem do gás natural.

O consumo de gás natural como combustível no processo de extracção é, portanto, afectado por um conjunto de variáveis que só poderão ser determinadas no início e durante a operação de extracção em concreto. Assim, a determinação de um factor de ajustamento único para o autoconsumo do processo de extracção implica o cálculo teórico deste valor para um cenário de operação considerado médio em relação ao leque de realidades operacionais possíveis e exequíveis, e a posterior confirmação do factor obtido recorrendo à análise dos dados reais observados até ao momento.

#### DETERMINAÇÃO DO FACTOR DE AJUSTAMENTO

A REN Gasodutos, no documento apresentado, considera para as variáveis envolvidas numa operação de extracção de gás natural típica os valores apresentados no Quadro 5-8.

**Quadro 5-8 - Processo de extracção**

Variável	Valor
Caudal	150 000 m <sup>3</sup> (n)/h
Pressão na rede de transporte	70 bar
Pressão no parque de cavernas	150 bar
Temperatura do gás armazenado	25 °C
Poder calorífico médio	11,840 kWh/ m <sup>3</sup> (n)

Para as variáveis de operação identificadas, a potência necessária para o aquecimento do gás natural, apresentada pela REN Gasodutos no seu documento, é a que consta no Quadro 5-9.

**Quadro 5-9 - Operação do sistema de extracção**

Parâmetros de operação	Valor
Potência de aquecimento	2 111 kW

Por sua vez, os consumos teóricos de gás e o factor de compensação para o processo de extracção serão os apresentados no Quadro 5-10.

**Quadro 5-10 - Factor de ajustamento**

Autoconsumo do processo	Valor
Gás combustível para aquecimento	178 m <sup>3</sup> (n)/h
Gás combustível para secagem	125 m <sup>3</sup> (n)/h
Factor de ajustamento	0,20%

#### DADOS REAIS

No Quadro 5-11 apresenta-se o resumo dos dados disponíveis sobre a operação do processo de extracção de gás natural no Armazenamento Subterrâneo.

**Quadro 5-11 - Dados reais de extracção**

Período	Gás injectado	Autoconsumo	Caudal médio	Factor
05-01-2006 a 13-02-2006	51 979.477 m <sup>3</sup> (n)	93 063 m <sup>3</sup> (n)	55 534 m <sup>3</sup> (n)/h	0,18%
14-09-2006 a 04-10-2006	12 343.707 <sup>3</sup> (n)	32 634 m <sup>3</sup> (n)	25 716 m <sup>3</sup> (n)/h	0,26%
18-01-2007 a 22-01-2007	12 507.755 m <sup>3</sup> (n)	15 621 m <sup>3</sup> (n)	104 231 m <sup>3</sup> (n)/h	0,12%
26-03-2007 a 30-03-2007	23 139.850 m <sup>3</sup> (n)	23 907 m <sup>3</sup> (n)	192 832 m <sup>3</sup> (n)/h	0,10%

Até à data, a REN Gasodutos refere, no documento em análise, que ainda não foi possível realizar um ciclo completo com o processo de extracção em condições normais, ou seja, início da extracção com o parque de cavernas à pressão máxima até à sua pressão mínima.

Assim, a experiência obtida até ao momento resume-se a duas tipologias operacionais:

- Extracção de gás natural de modo a reduzir da pressão para níveis que permitam o acabamento mecânico da caverna (fase de construção da infra-estrutura) - operação efectuada com as tubagens de lixiviação que impõem uma forte perda de carga e, conseqüentemente, uma acentuada redução da temperatura do gás na cabeça do poço, aumentando desta forma as necessidades de potência de aquecimento (1º e 2º períodos identificados na tabela);
- Extracção de volumes muito reduzidos (cerca de 10 a 15% do volume útil disponível), em que não é possível observar as conseqüências da redução da temperatura (e o conseqüente aumento de potência de aquecimento) por efeito da expansão do gás dentro da caverna (3º e 4º períodos identificados na tabela).

Assim, a REN Gasodutos, no documento apresentado, assume que não é possível apresentar valores empíricos fiáveis para o autoconsumo do processo de extracção, pelo que recomenda que se adopte o valor teórico médio calculado (0,20%) como factor de compensação.

#### 5.1.3.3 AUTOCONSUMOS EM *STAND-BY*

Para além dos consumos associados à operação dos processos de injeção e extracção, devem também ser considerados os consumos necessários para garantir a disponibilidade dos equipamentos que os constituem. Neste sentido, é prática operar a infra-estrutura em circuito fechado e regimes reduzidos para avaliar a sua condição operacional.

No Quadro 5-12 apresentam-se os volumes de gás combustível que a REN Gasodutos sugere serem disponibilizados para o Armazenamento Subterrâneo em condição de *Stand-by*.

**Quadro 5-12 - Autoconsumos em *Stand-by***

Processo de injeção	Processo de extracção
1 000 m <sup>3</sup> (n)/semana	1 000 m <sup>3</sup> (n)/semana

Considerando o programa global de movimentação de gás previsto para o ano gás 2007-2008 (Previsão REN, de 2007-03-23), o volume total de gás injectado no Armazenamento Subterrâneo cifra-se em 108 Mm<sup>3</sup>(n). Assim a REN Gasodutos faz um cálculo, considerando um consumo fixo anual de  $52 * 2\,000 = 104\,000$  m<sup>3</sup>(n), e concluindo que o factor de ajustamento para esta parcela será de 0,10% (optando-se por referir este autoconsumo exclusivamente à injeção pelo facto de o volume de extracção previsto para o ano em causa ser cerca de dez vezes inferior).

#### 5.1.3.4 PURGAS DE GÁS NATURAL

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efectuadas através de um sistema de despressurização (“cold flare”), têm essencialmente três origens:

- Purgas não controladas resultantes de incidentes / acidentes com impacto na infra-estrutura do Armazenamento Subterrâneo;
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas do Armazenamento Subterrâneo, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás;
- Purgas controladas resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV - Pressure safety valves”), necessárias à regulação das pressões máximas de serviço dos equipamentos do Armazenamento Subterrâneo.

A REN Gasodutos, no seu documento, refere que não existe histórico de perdas resultantes de purgas de gás natural no Armazenamento Subterrâneo, não sendo possível indicar um factor de ajustamento para esta parcela do autoconsumo.

#### 5.1.3.5 PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No quadro seguinte apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, dos quais resulta a proposta da REN Gasodutos para factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo para o primeiro ano gás.

**Quadro 5-13 - Factor de ajustamento para o Armazenamento Subterrâneo**

Processo de injeção	Processo de extracção	Stand-By	Factor Global
0,70%	0,20%	0,10%	1,00%

O valor proposto para o factor de compensação de perdas e autoconsumos do Armazenamento Subterrâneo para o ano gás 2007-2008 é 1,00%.

## 5.2 ANÁLISE DA PROPOSTA DA REN GASODUTOS

### 5.2.1 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTGN

A análise da proposta da REN Gasodutos, relativa aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN, permite constatar que na metodologia de determinação dos referidos factores é incluído um termo relativo às “diferenças de medição”. Esta abordagem não é coerente com a Secção V, do Capítulo II do RARII, devendo a definição de perdas e autoconsumos estar conforme o artigo 3.º do mesmo regulamento. As perdas e autoconsumos decorrem de processos ou intervenções nas quais ocorre efectivamente perda física de gás natural, não sendo esse o caso das “diferenças de medição”.

A interpretação da proposta da REN Gasodutos permite concluir que as “diferenças de medição” são resultantes do balanço de energia da RNTGN de acordo com a seguinte expressão, aplicada a um período temporal de referência (ano gás):

$$E_{iniciais} + W_{entradas}^{RNTGN} - W_{saidas}^{RNTGN} - (P + A) - E_{finais} - DM = 0$$

sendo:

$E_{iniciais}$  : Existências Iniciais, em termos energéticas, na RNTGN, para o período de referencia;

$E_{finais}$  : Existências finais, em termos energéticos, na RNTGN, para o período de referencia;

$W_{entradas}^{RNTGN}$  : Quantidades de gás natural, em termos energéticos, injectadas na RNTGN, durante o período de referência;

$W_{saídas}^{RNTGN}$  : Quantidades de gás natural, em termos energéticos, extraídas na RNTGN, durante o período de referência;

$P$  : Purgas de gás natural, em termos energéticos, realizadas na RNTGN durante o período de referência;

$A$  : Autoconsumos de gás natural, em termos energéticos, realizadas na RNTGN durante o período de referência;

$DM$  : Diferenças de medição, em termos energéticos, durante o período de referência.

A ERSE reconhece que as “diferenças de medição” de gás natural são inerentes ao processo de contabilização de volumes e à energia a eles associados. No entanto, as “diferenças de medição” devem ser afectadas às medições de volume e às conversões energéticas, através de factores de ajustamento próprios, não devendo ser integradas nos factores de ajustamentos para perdas e autoconsumos, os quais pretendem caracterizar um aspecto distinto.

As “diferenças de medição” estão associadas às incertezas dos equipamentos de medição de volumes, equipamentos de determinação das características do gás natural e à conversão energética. A incerteza inerente aos processos identificados pode apresentar valores substancialmente superiores aos espectáveis para as perdas e autoconsumos da RNTGN. Por outro lado, as “diferenças de medição” têm, em termos específicos<sup>8</sup>, uma componente aleatória bastante mais marcada que a observada para as perdas e autoconsumos.

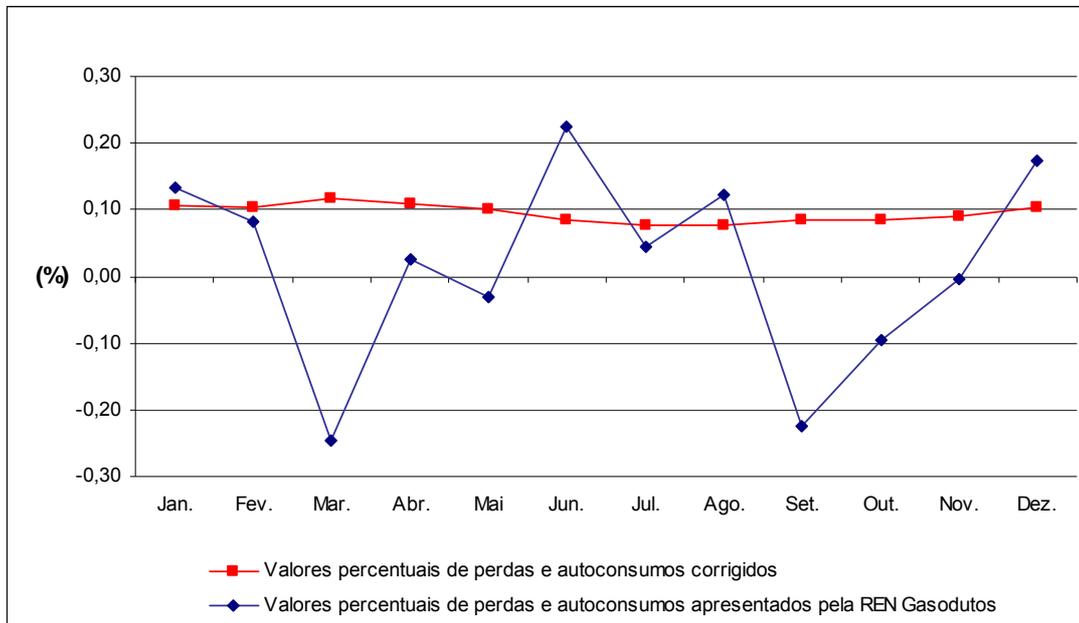
Este aspecto deverá ser também analisado no âmbito do processo de preparação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e/ou do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, documentos complementares previstos no Regulamento de Relações Comerciais, que deverá ser aprovado pela ERSE na sequência de proposta conjunta dos operadores das infra-estruturas da RPGN.

A Figura 5-1 e a Figura 5-2 apresentam as evoluções dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos apresentados pela REN Gasodutos, os quais incluem as “diferenças de medição”, para os anos de 2005 e 2006 respectivamente. As duas figuras apresentam também as evoluções dos valores mensais que resultaram da aplicação, por parte da ERSE, de uma possível metodologia de correcção em que as “diferenças de medição” são afectadas às quantidades, em termos energéticos, medidas nas saídas da RNTGN.

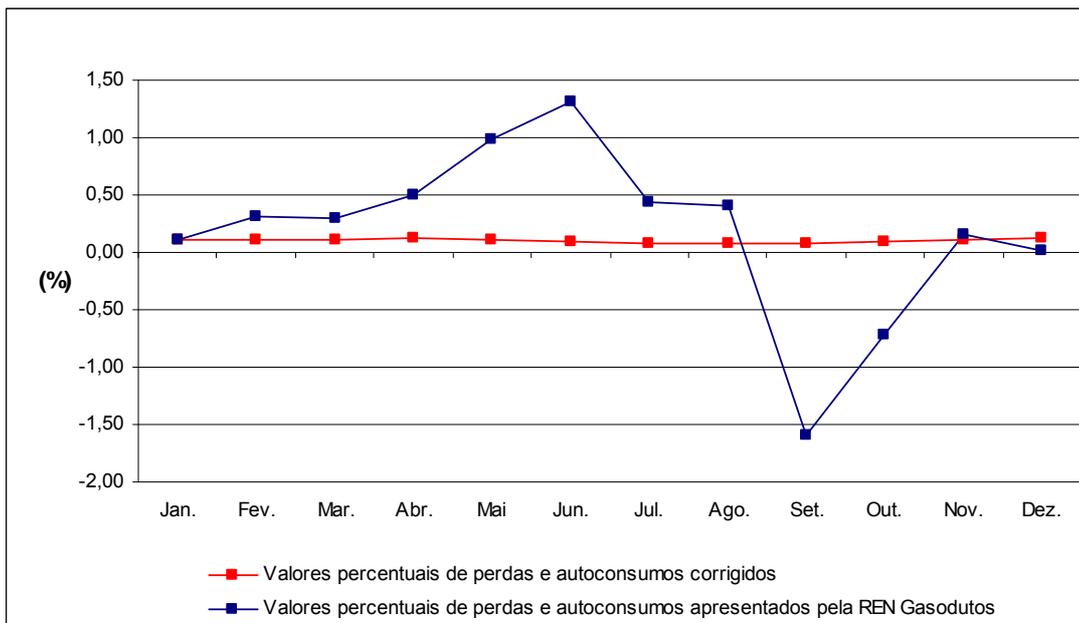
---

<sup>8</sup> Por kWh de gás veiculado na RNTGN

**Figura 5-1 - Evolução dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos na RNTGN para 2005**



**Figura 5-2 - Evolução dos dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos na RNTGN para 2006**



Tomando como referência as quantidades, em termos energéticos, injectadas na RNTGN, a expressão seguinte traduz a afectação das “diferenças de medição” às quantidades medidas nas saídas da RNTGN:

$$W_{saídas}^{RNTGN} CORR = F_{ajust.medição} \times W_{saídas}^{RNTGN} = W_{saídas}^{RNTGN} + DM$$

sendo:

$W_{saídas}^{RNTGN} CORR$  : Quantidades de gás natural, em termos energéticos, extraídas da RNTGN, durante o período de referência, afectadas das diferenças de medição;

A expressão relativa ao balanço energético na RNTGN passa a ser a seguinte:

$$E_{iniciais} + W_{entradas}^{RNTGN} - W_{saídas}^{RNTGN} CORR - (P + A) - E_{finais} = 0$$

O valor corrigido determina-se da relação entre o somatório de purgas e autoconsumos e as quantidades extraídas da RNTGN afectadas das “diferenças de medição”.

Nesta abordagem, a ERSE tomou como referência as quantidades, em termos energéticos, injectadas na RNTGN. Esta opção tem como pressuposto a prática corrente no sector do gás natural, na qual a medição de referência ocorre do lado da entrega na infra-estrutura. Não obstante, o operador da RNTGN poderá considerar como medição de referência aquela que lhe parecer mais fiável, a qual poderá não ser necessariamente as das entradas na RNTGN. Em termos da determinação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos corrigido o método apresentado não é afectado pela escolha da medida de referência.

A análise da Figura 5-1 e da Figura 5-2 permite constatar a “estabilidade” dos valores mensais que resultaram da aplicação da metodologia de correcção referida.

A evolução dos valores mensais corrigidos é aproximadamente constante em torno dos 0,10%, enquanto que valores mensais apresentados pela REN Gasodutos apresentam variações muito significativas – entre um valor máximo de 1,31% e um valor mínimo de -1,59% observados nos meses de Junho e Setembro de 2006, respectivamente.

O valor proposto pela REN Gasodutos para o factor de ajustamento de perdas e autoconsumos na RNTGN é de 0,11%, aproximando-se bastante dos valores obtidos afectando as “diferenças de medição” às quantidades e energias medidas. Com efeito, a REN Gasodutos alega na sua proposta que a parcela relativa às “diferenças de medição” deverá tornar-se estatisticamente nula ao longo dos anos, sendo que os ganhos e perdas resultantes das “diferenças de medição” se deverão anular progressivamente.

## 5.2.2 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE GNL

A proposta da REN relativa às perdas e autoconsumos no Terminal de GNL de Sines aponta como principais contribuições duas parcelas: “Purgas e queima de gás natural” e as “diferenças de medição”.

A análise da proposta da REN Gasodutos permite concluir que apenas foram contabilizadas “purgas e queimas de gás natural” para os meses de Janeiro e Outubro de 2005 e Fevereiro e Dezembro de 2006. Importa também notar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e queimas de gás natural” é pouco expressiva face às “diferenças de medição”. Com efeito a relação entre as “purgas e queimas de gás natural” e as “diferenças de medição” é de 0,00014% e 0,00579% para os anos de 2005 e de 2006 respectivamente. Poder-se-á concluir que as perdas consideradas pela REN Gasodutos na proposta apresentada estão quase exclusivamente relacionadas com o conceito de “diferença de medição”.

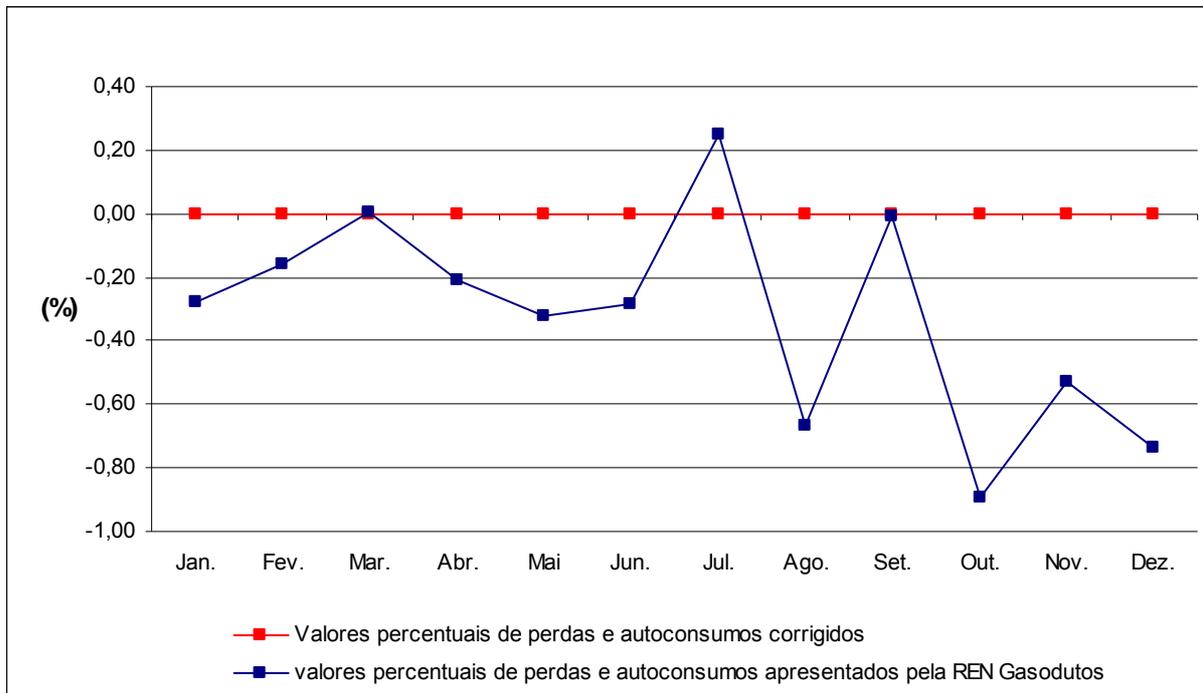
As “diferenças de medição”, conforme o exposto anteriormente, não devem ser consideradas para efeito de determinação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Para o caso específico do Terminal de GNL de Sines constata-se que as “diferenças de medição” registam uma tendência para ganhos sistemáticos, o que conduziria a factores de ajustamento para perdas e autoconsumos negativos: -0,33% no ano 2005 e -0,60% no ano 2006. Não é por isso evidente, face aos dados apresentados na proposta da REN Gasodutos para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no Terminal de GNL de Sines, que as “diferenças de medição” tendam a anular-se ao longo do tempo.

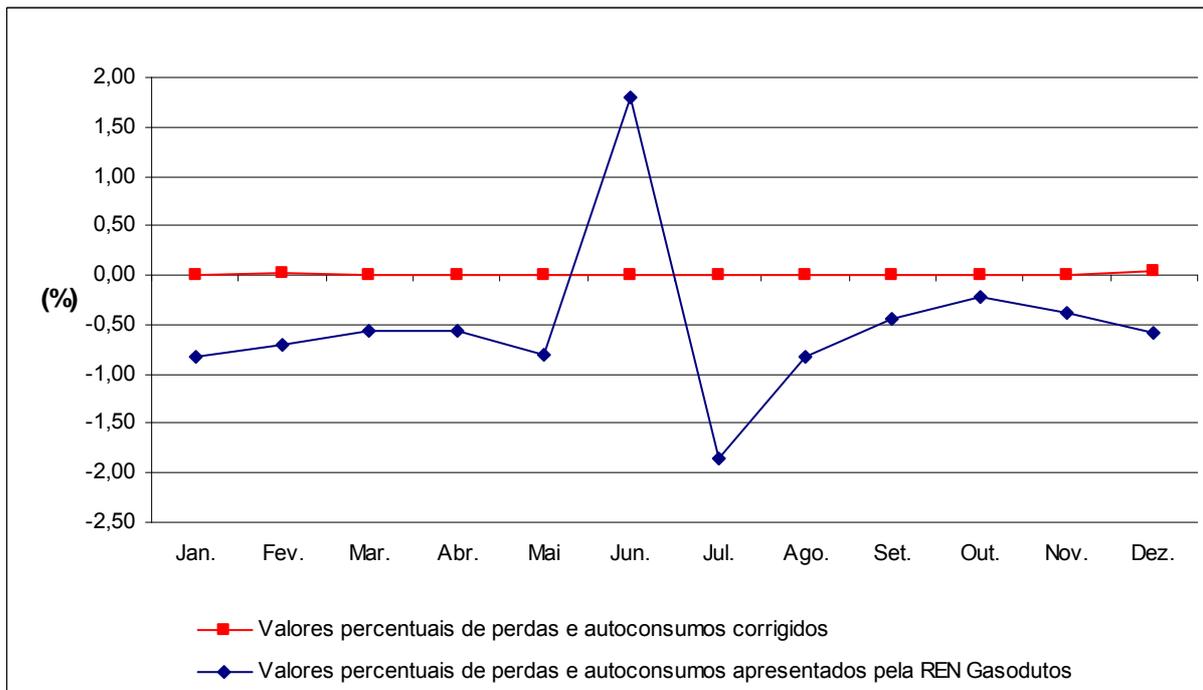
Outro aspecto a salientar, e porventura o mais relevante, é o facto de o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no Terminal de GNL de Sines resultar negativo, o que é inconsistente face aos princípios físicos que se pretendem caracterizar e ao conceito subjacente ao factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, o qual está relacionado com a perda física e o consumo de gás natural inerente à operação das infra-estruturas da RPGN, traduzindo-se num encargo a suportar pelos agentes de mercado como resultado do uso das referidas infra-estruturas.

A Figura 5-3 e a Figura 5-4 apresentam as evoluções dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos apresentados pela REN Gasodutos para os anos de 2005 e 2006 e também as evoluções dos valores mensais corrigidos, determinados mediante uma abordagem similar à realizada anteriormente para a RNTGN, na qual as “diferenças de medição” foram afectadas às medidas à saída da infra-estrutura.

**Figura 5-3 - Evolução dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos no Terminal de GNL de Sines para 2005**



**Figura 5-4 - Evolução dos valores mensais das percentagens de perdas e autoconsumos no Terminal de GNL de Sines para 2006**



A análise da Figura 5-3 e da Figura 5-4 permite constatar a estabilidade da evolução mensal dos valores percentuais das perdas e autoconsumos no Terminal de GNL de Sines “corrigidos” afectando as “diferenças de medição” às quantidades e energias medidas na injeção para a RNTGN.

Verifica-se que o valor do factor de ajustamento para perdas e autoconsumos corrigido é quase nulo (0,00005% no ano de 2005 e 0,0035% no ano de 2006), resultando do facto de não existirem autoconsumos de gás natural no Terminal de GNL de Sines, sendo as perdas físicas resultantes exclusivamente de “purgas e queimas de gás natural” ocasionais.

### 5.2.3 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A proposta da REN Gasodutos relativa aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo considera os autoconsumos dos processos de injeção, extracção, e em *stand-by*. A REN Gasodutos determina estes factores recorrendo a formulação teórica, sustentando-a com dados reais.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adoptada e os valores propostos.

## 5.3 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição são infra-estruturas onde só ocorrem autoconsumos nas UAG nos casos das redes abastecidas por estas. Por sua vez, as perdas nas redes de distribuição resultam maioritariamente da “descarga ou queima de gás natural para efeitos de controlo de pressão ou intervenção nas instalações, no qual o gás natural é queimado ou dispersado de forma controlada e voluntária”, em conformidade com as definições do artigo 3.º do RARII. A diversidade de características das redes de distribuição em operação em Portugal faz prever valores diferenciados para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas diferentes redes de distribuição. Deste modo, o RARII considerou a necessidade de publicar factores de ajustamento diferenciados a serem aplicados às quantidades de gás natural nas UAG, às redes em MP e redes em BP.

A proposta recebida por parte da REN Gasodutos, como operador da rede de transporte na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, não contém qualquer proposta de valores para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.

Sabe-se que no primeiro ano gás, 2007/2008, a actividade de comercialização associada às redes de distribuição será exercida exclusivamente pelas actuais empresas concessionárias de gás natural. Neste contexto e sendo a actividade de comercialização exercida simultaneamente com a actividade de operação das redes de distribuição de gás natural, pelas mesmas entidades, poderia não se justificar publicar factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.

No entanto, porque no futuro a situação será diferente, considerou-se útil manter a publicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição. Julga-se que a experiência que irá ser adquirida, durante este primeiro ano gás, se demonstrará crucial para que a definição dos valores dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, em todas as infra-estruturas da RPGN, para o segundo ano gás seja bem mais consolidada.

Na sequência da recomendação do CT nesse sentido, a ERSE solicitou aos operadores das redes de distribuição de gás natural o envio de uma proposta fundamentada para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas suas redes. Sendo de prever que o processo de definição desses valores não seja compatível com os prazos apertados exigidos pelo processo de fixação de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2007-2008, optou-se por fazer publicar os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição de gás natural em separado.

#### **5.4 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA INFRA-ESTRUTURAS DA RPGN**

Face ao exposto, a ERSE considera adequados os valores propostos pela REN para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN e no Armazenamento Subterrâneo, ainda que para a RNTGN surja a necessidade de se rever a metodologia adoptada.

No caso do Terminal de GNL de Sines, a análise efectuada leva à conclusão de que é possível propor um valor nulo para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos. Igual valor é também considerado adequado para as redes de distribuição.

A tabela seguinte resume os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN a vigorarem durante o primeiro ano gás de 2007-2008.

**Quadro 5-14 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da  
RPGN**

<b>Infra-estrutura</b>	<b>Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2007-2008 (%)</b>
RNTGN	0,11
Terminal de GNL de Sines	0
Armazenamento subterrâneo	1

Opta-se por fazer publicar os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as redes de distribuição de gás natural posteriormente e em separado.



## **6 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2007-2008**

### **6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS**

#### **6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR**

Os artigos 54.º, 154.º e 216.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabelecem, respectivamente, que cabe à ERSE, a fixação anual dos seguintes valores:

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

Em conformidade com os mencionados preceitos do RRC, os operadores das redes devem apresentar à ERSE até 15 de Março de cada ano, proposta fundamentada para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural e de leitura extraordinária. Por sua vez, os comercializadores de último recurso retalhistas deverão apresentar à ERSE, também até 15 de Março de cada ano, proposta fundamentada sobre a quantia mínima a pagar pelos clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n) que se encontrem em mora. Os preços fixados vigorarão durante o período anual compreendido entre o dia 1 de Julho do ano em que foram apresentadas as mencionadas propostas e o dia 30 de Junho do ano seguinte.

O artigo 92.º do RRC prevê igualmente que os operadores das redes de distribuição deverão apresentar até 15 de Março de cada ano, proposta conjunta e fundamentada sobre o preço de rede a construir. Atendendo ao facto da fixação deste preço estar relacionada com outras matérias sobre ligações às redes que ainda se encontram em análise na ERSE, considera-se adequado proceder à fixação deste preço somente quando for possível regulamentar de forma coerente e integrada todas as matérias. Por esta razão, a presente proposta não inclui o preço de rede a construir, assunto que será submetido à apreciação do Conselho Tarifário logo que esteja completa a análise de todas as matérias relativas à ligação às redes de gás natural.

#### **PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL**

Nos termos do n.º 3 do artigo 54.º do RRC, os preços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural são publicados anualmente pela ERSE. De acordo com o disposto no n.º 2 do mesmo preceito, os clientes podem ainda solicitar o restabelecimento urgente do serviço de

fornecimento, nos prazos máximos estabelecidos no RQS e mediante o pagamento de uma quantia a aprovar igualmente pela ERSE.

Para efeitos de fixação pela ERSE dos preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento e da quantia exigível quando solicitado o restabelecimento urgente, os operadores das redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada.

#### **PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA**

De acordo com o previsto no artigo 153.º do RRC, os operadores das redes podem exigir ao cliente a realização de uma leitura extraordinária nas seguintes situações:

- Para os clientes em baixa pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n) quando, por facto imputável ao cliente, não for possível o acesso ao equipamento de medição para efeitos de leitura, durante 6 meses consecutivos.
- Para os restantes clientes quando, por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas por parte do operador da rede não for possível efectuar a leitura do equipamento de medição.

A data de realização da leitura extraordinária deve ser acordada entre as partes, sendo que, na impossibilidade de acordo sobre a referida data num prazo máximo de 30 dias após a notificação ao cliente, o operador da rede pode interromper o fornecimento de gás natural.

O pagamento dos encargos com a leitura extraordinária é da responsabilidade do cliente cujos preços são fixados anualmente pela ERSE, nos termos do artigo 154.º do RRC. Também segundo o disposto neste último preceito, para efeitos de aprovação dos preços de leitura extraordinária, os operadores das redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada.

#### **QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA**

O n.º 2 do artigo 216.º do RRC estabelece que os atrasos de pagamento ficam sujeitos à cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do dia seguinte ao do vencimento da factura.

De acordo com o previsto no n.º 3 do mesmo artigo, no caso dos clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n), se o valor resultante do cálculo dos juros de mora referido no parágrafo anterior não atingir uma quantia mínima a fixar anualmente pela ERSE, os comercializadores de último recurso retalhistas podem exigir do cliente o pagamento da mencionada quantia, a qual se destina a cobrir exclusivamente os custos de processamento administrativo provocados pelo atraso de pagamento.

A quantia mínima a pagar em caso de mora é aprovada pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada apresentada pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

## **6.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS REGULADAS**

Os operadores das redes de distribuição apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural e para o serviço de leitura extraordinária.

O operador da rede de transporte não apresentou proposta para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.

Os comercializadores de último recurso retalhistas apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para a quantia a cobrar em caso de mora.

As propostas apresentadas não contêm toda a informação que seria necessária para uma análise aprofundada desta matéria. Espera-se que as empresas reguladas apresentem ainda ao Conselho Tarifário e à ERSE informações e justificações complementares referidas no ponto 6.3. A apresentação das propostas à ERSE no dia 5 de Abril não permitiu um melhor esclarecimento das mesmas junto das empresas reguladas.

A aprovação dos preços dos serviços regulados para vigorarem no primeiro ano gás não é efectuada com o nível de informação considerado ideal, pelo que se solicita, desde já, às empresas reguladas que continuem a recolher informação que permita uma justificação adequada das propostas para os preços dos serviços regulados.

### **6.2.1 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL**

Os operadores das redes de distribuição recorrem a terceiros para prestarem os serviços de interrupção e restabelecimento. Os valores contratados com os prestadores de serviços variam entre os seguintes valores extremos (prestação destes serviços nos dias úteis entre as 9h e as 18h):

- 28 euros – valor médio dos contratos celebrados pela Setgás.
- 38,17 euros – valor médio dos contratos celebrados pela Lisboagás.

Apenas a Portgás e a LisboaGás contrataram a realização do serviço de restabelecimento do fornecimento de gás natural fora do horário laboral (das 9h às 18h dos dias úteis). Os valores contratados são os seguintes:

- Das 18h às 22h – custo do serviço acrescido de 4,95 euros no caso da Portgás e de 5,03 euros no caso da LisboaGás.
- Sábado - custo do serviço acrescido de 9,90 euros no caso da Portgás e de 5,03 euros no caso da LisboaGás.

Os restantes operadores de redes de distribuição efectuam interrupções de fornecimento de segunda-feira a quinta-feira, sendo o restabelecimento realizado na parte da tarde quando a regularização da situação que motivou a interrupção ocorreu na manhã desse dia, ou na manhã do dia seguinte quando a regularização da situação ocorreu na tarde do dia anterior.

Os valores propostos pelos operadores das redes de distribuição referem-se exclusivamente a intervenções ao nível do ponto de alimentação das instalações de clientes com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup> (n), alimentadas em baixa pressão. Não foram apresentadas propostas para intervenções ao nível do ramal.

Actualmente, os operadores das redes de distribuição não oferecem o serviço de restabelecimento urgente do fornecimento de gás natural. Os operadores das redes de distribuição não apresentam proposta para a realização deste serviço, estimando que o acréscimo de custos relativamente à prestação do serviço normal de restabelecimento do fornecimento assuma um valor de aproximadamente 10 euros.

Os valores propostos pelos operadores das redes de distribuição correspondem aos majorantes dos valores anteriormente referidos, ou seja:

- Serviço de interrupção e restabelecimento nos dias úteis entre as 9h e as 18h - 38,17 euros.
- Serviço de interrupção e restabelecimento nos dias úteis entre as 18h e as 22h – 43,2 euros (38,17 + 5,03 euros).
- Serviço de interrupção e restabelecimento aos Sábados – 48,07 euros (38,17 + 9,90 euros).

Aos valores anteriormente referidos é proposto um acréscimo de 20% relativo a custos administrativos.

Os preços propostos pelos operadores das redes de distribuição são os indicados no Quadro 6-1.

**Quadro 6-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural - Proposta dos operadores das redes de distribuição**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços propostos
Baixa Pressão  Consumo anual até 10000 m <sup>3</sup> (n)	<b>Intervenção ao nível do Ponto de Alimentação:</b> Dia útil (9h00 às 18h00)	<b>45,80</b>
	<b>Intervenção ao nível do Ponto de Alimentação, fora do horário laboral:</b> Dia útil (18h00 às 22h00)	<b>51,84</b>
	Sábado	<b>57,68</b>
	<b>Serviço urgente de restabelecimento do fornecimento</b>	-

Aos valores constantes do Quadro 6-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

## 6.2.2 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

As empresas referem que a realização de leituras extraordinárias no sector do gás natural é pouco frequente pelo facto de a grande maioria dos contadores estarem instalados no exterior dos locais de consumo. No caso da Lisboagás a necessidade de realizar leituras extraordinárias é mais frequente do que nas restantes empresas, devido ao facto de ainda existir um número razoável de contadores instalados no interior dos locais de consumo.

Os valores cobrados pelos prestadores de serviços assumem valores muito díspares, variando entre os seguintes valores extremos:

- 2, 48 euros na Lusitaniagás (valor médio dos contratos existentes).
- 13, 49 euros na Lisboagás (valor médio dos contratos existentes).

Considerando que a prestação do serviço de leitura extraordinária tem uma expressão muito mais significativa na Lisboagás, os operadores das redes de distribuição propõem que seja adoptado o valor que corresponde ao valor médio dos contratos celebrados por esta empresa, acrescido de 20% relativos a custos administrativos (16,19 euros). A este valor é igualmente acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

### 6.2.3 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os comercializadores de último recurso retalhistas propõem os seguintes valores para a quantia mínima a cobrar em caso de mora no pagamento das facturas:

- 1,25 euros para atrasos até 8 dias.
- 1,85 euros para atrasos superiores a 8 dias.

Estes valores correspondem aos valores actualmente praticados pelas empresas que integram o universo empresarial da Galp Energia. O valor mínimo que tem sido aplicado pela Portgás é de 2,59 euros.

## 6.3 VALORES A VIGORAR NO ANO GÁS 2007-2008

### 6.3.1 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

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

As empresas propõem que sejam aprovados os majorantes dos valores apresentados com o argumento de que somente dessa forma se assegura que todos os operadores das redes de distribuição recuperam os custos incorridos com a prestação destes serviços.

Esta abordagem não parece ser a mais correcta, uma vez que em algumas situações pode conduzir a valores claramente superiores aos custos, o que constituiria um incentivo à contratação ineficiente destes serviços.

As propostas das empresas para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento do gás natural não incluem os seguintes elementos informativos:

- Número de vezes que estes serviços foram prestados nos últimos anos.
- Razões para a existência de preços muito díspares entre concessionárias.
- Proposta para o serviço de restabelecimento urgente.
- Proposta para intervenções ao nível do ramal e para pressões e consumos superiores aos apresentados (baixa pressão e consumos até 10 000 m<sup>3</sup>).

Os operadores das redes de distribuição não apresentaram ao Conselho Tarifário e à ERSE as informações anteriormente referidas, o que impediu uma análise mais completa desta matéria.

Os preços apresentados pelos operadores das redes de distribuição são elevados quando comparados com os preços que vigoram no sector eléctrico<sup>9</sup>. Este facto é justificado pelos operadores das redes de distribuição por se tratar de um serviço cuja prestação envolve questões de segurança, obrigando a que o trabalho técnico seja realizado por técnicos com habilitação específica especial.

Nestas condições, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento aprovados pela ERSE correspondem aos que resultam da média dos preços apresentados. Na ausência de proposta para o preço do serviço de restabelecimento urgente, foi decidido que o mesmo corresponde ao adicional para prestação deste serviço ao Sábado.

Os preços que resultam da aplicação desta metodologia, acrescidos de 20% para encargos administrativos, são os indicados no Quadro 6-2.

**Quadro 6-2 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
Baixa Pressão  Consumo anual até 10000 m <sup>3</sup>	<b>Intervenção ao nível do Ponto de Alimentação:</b> Dia útil (9h00 às 18h00)	<b>39,70</b>
	<b>Intervenção ao nível do Ponto de Alimentação, fora do horário laboral:</b> Dia útil (18h00 às 22h00)	<b>45,69</b>
		Sábado
	<b>Serviço urgente de restabelecimento do fornecimento</b>	<b>8,96</b>

Aos valores constantes do Quadro 6-2 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço, o restabelecimento urgente do fornecimento de gás natural deverá ser efectuado no prazo máximo de quatro horas a contar do momento em que foi regularizada a situação que motivou a interrupção do fornecimento.

<sup>9</sup> Despacho da ERSE n.º 26 515-A/2006, de 29 de Dezembro.

### 6.3.2 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

Os operadores das redes de distribuição referem que, com excepção da Lisboagás, o serviço de leitura extraordinária é prestado raramente. Os operadores das redes de distribuição não indicaram o número de vezes que cobraram este serviço nos últimos anos nem os montantes cobrados.

Tal como referido para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, os valores cobrados pelos prestadores de serviços variam significativamente entre concessionárias.

O valor proposto pelos operadores das redes de distribuição (16,19 euros, acrescidos de IVA à taxa legal em vigor) é significativamente superior aos que vigoram no sector eléctrico para leituras extraordinárias realizadas em horário laboral. O custo de realização de uma leitura extraordinária em horário laboral (efectuada pelos prestadores de serviços contratados pela EDP Distribuição) no sector eléctrico é de 7,62 euros<sup>10</sup>.

Tendo em conta que a prestação do serviço de leitura extraordinária é idêntica em termos de complexidade nos dois sectores, considerou-se adequado limitar o preço do serviço de leitura extraordinária a praticar no sector do gás natural ao valor que corresponde ao custo da tarefa de realização das leituras extraordinárias no sector eléctrico (7,62 euros).

Assim, considerando encargos administrativos de 20% dos custos, o valor aprovado pela ERSE para o preço do serviço de leitura extraordinária é o indicado no Quadro 6-3.

**Quadro 6-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preço
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	9,14

Aos valores constantes do Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

<sup>10</sup> Página 602 do documento “Tarifas e Preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2007”, disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

### 6.3.3 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores propostos pelos comercializadores de último recurso retalhistas coincidem com os valores actualmente praticados pelas empresas do universo Galp Energia. Refira-se ainda que os valores propostos coincidem com os que têm vindo a ser praticados no sector eléctrico desde 1999.

A ERSE considera aceitável a proposta dos comercializadores de último recurso retalhistas, pelo que decidiu que os valores da quantia mínima em caso de mora assumam os valores que se apresentam no Quadro 6-4.

**Quadro 6-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 mil m<sup>3</sup>)**

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 6-4 são contínuos.



## 7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

### 7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

No capítulo 7.1 apresenta-se o impacte verificado nas tarifas das actividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2007-2008. O ano de 2007 marca a data a partir da qual se estabelecem as tarifas por actividade regulada no sector do gás natural. De acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de Julho, no primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE irá abranger as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de Armazenamento Subterrâneo, de Gestão técnica global do Sistema e de Transporte de gás natural.

Sendo o ano gás 2007-2008 o primeiro ano de actividades reguladas, os impactes verificados nas tarifas das actividades reguladas serão comparados com as respectivas tarifas acordadas nos contratos de utilização das infra-estruturas, entre as respectivas entidades, para o ano 2006-2007, e em vigor até 30 de Junho de 2007.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade, entre 2006-2007 e 2007-2008, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-4 e do Quadro 7-1 ao Quadro 7-4. Estes preços médios são referidos às entregas de gás natural aos utilizadores das infra-estruturas. Os utilizadores do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e do Armazenamento Subterrâneo são os grandes consumidores, que exerçam o direito de mudança de fornecedor e os comercializadores. Os utilizadores da rede de Transporte são as distribuidoras regionais, os comercializadores, os produtores de electricidade em regime ordinário que optem por adquirir gás natural no mercado, e a partir de 1 de Janeiro de 2008, todos os consumidores com consumos iguais ou superiores a 1 000 000 m<sup>3</sup>(n) ligados à rede de transporte em alta pressão, que optem por mudar de fornecedor.

Os impactes nas tarifas de Venda a Clientes Finais ocorrerão a partir do momento em que a ERSE regule os preços da globalidade do sistema nacional de gás natural, ou seja, quando passar também a regular as actividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra a Venda de Gás Natural, a ocorrer a partir de 1 de Julho de 2008, com o início do segundo ano gás.

A evolução dos preços médios, apresentada nas figuras e quadros seguintes, é representada através de três estados distintos. O primeiro estado corresponde à situação verificada em Setembro de 2006 e em vigor até à data de 1 de Julho de 2007, definida nos contratos de uso das várias infra-estruturas, onde se consideram os proveitos obtidos e as quantidades verificadas para o cálculo dos preços médios para as diferentes actividades. No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2007-2008, para as diferentes infra-estruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE e os respectivos impactes tarifários.

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

Os preços em vigor no primeiro semestre de 2007 foram definidos ao abrigo do contrato de prestação de serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, estabelecido entre a Transgás e a REN Atlântico, datado de 26 de Setembro de 2006. Estes preços estabelecem o pagamento pela utilização do terminal de GNL e vigoram transitoriamente até à publicação pela ERSE de tarifas de acesso às infra-estruturas do terminal de GNL.

No Quadro 7-1 são apresentados os proveitos e as respectivas quantidades, verificadas quer no contrato de utilização da infra-estrutura quer pelas tarifas 2007-2008 definidas pela ERSE, e os respectivos preços médios, para os diferentes cenários considerados.

**Quadro 7-1 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, 2006-2008**

Estado e características	Tarifas contrato, consumos contrato	Tarifas contrato, consumos 2007/2008	Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	34 137	35 160	29 426
<b>Quantidades</b> (MWh)	24 555 179	25 668 208	25 668 208
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	1,39	1,37	1,15

Para efeitos de cálculo do preço médio, foram consideradas as quantidades de energia recebida pelo OTRAR. Para o ano gás 2007-2008 considerou-se o valor definido no documento “Caracterização da procura de Gás Natural para o ano gás 2007-2008” e para o ano gás 2006-2007 consideram-se os valores ocorridos projectados para um referencial anual.

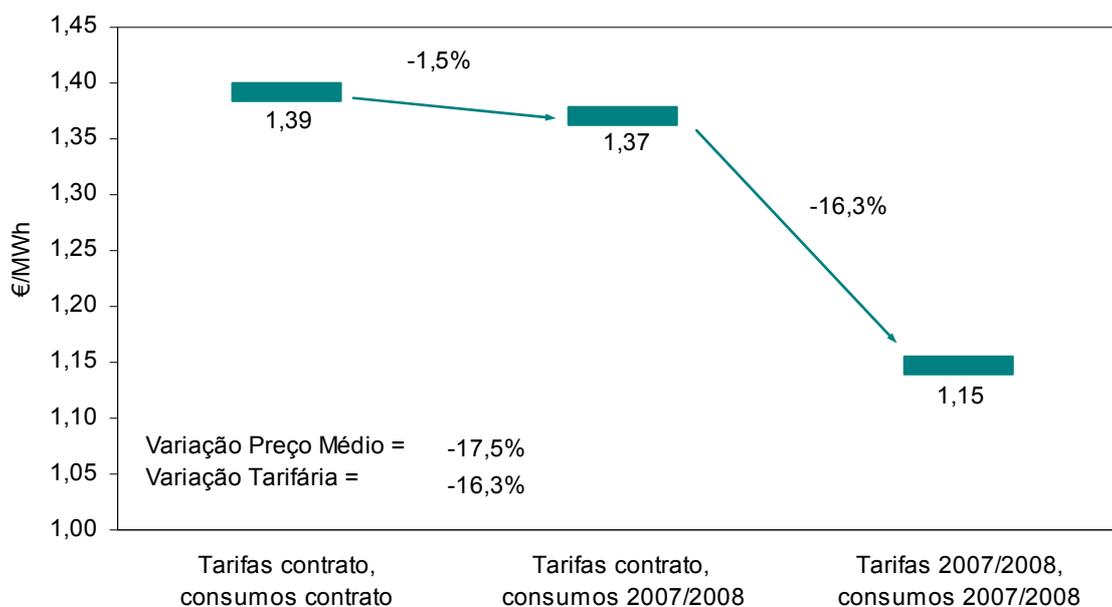
Os proveitos associados ao contrato reflectem os valores facturados de Setembro de 2006 a Fevereiro de 2007 projectados para um referencial anual.

Os proveitos associados aos preços do contrato com consumos de 2007-2008 foram obtidos aplicando os preços de processamento em vigor em 2007 à energia prevista para esse ano gás. E, adicionalmente, prevendo a aplicação do preço do termo fixo mensal (taxa de capacidade) de 2007, durante o segundo semestre de 2007 e actualizado este preço pela taxa de inflação prevista antes de o aplicar para o primeiro semestre de 2008.

Na Figura 7-1 verifica-se que o preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2007-2008 apresenta um decréscimo de 16,3%, em relação ao preço médio estabelecido no contrato de uso da infra-estrutura para esse mesmo ano. Esta variação resulta do nível de proveitos permitidos para 2007-2008 bem como da alteração da estrutura tarifária

estabelecida no Regulamento Tarifário. Desta forma, o preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é de 1,15 €/MWh.

**Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, 2006-2008**



### 7.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Os preços de utilização do armazenamento subterrâneo actualmente em vigor foram estabelecidos ao abrigo do contrato de utilização da rede de transporte de gás natural, assinado entre a Transgás e a REN Armazenagem, datado de 26 de Setembro de 2006. Estes preços estabelecem o pagamento pela utilização da infra-estrutura de armazenamento e vigoram transitoriamente até à publicação pela ERSE de tarifas de acesso às infra-estruturas do terminal de RNTIAT.

No Quadro 7-2 são apresentados os proveitos previstos e as quantidades estimadas, quer no âmbito do contrato de utilização da infra-estrutura quer no âmbito da determinação das tarifas 2007-2008, e os respectivos preços médios, para os diferentes cenários considerados.

**Quadro 7-2 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento  
Subterrâneo, 2006-2008**

Estado e características	Tarifas contrato, consumos contrato	Tarifas contrato, consumos 2007/2008	Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	9 456	18 572	12 949
<b>Quantidades</b> (MWh)	315 799 150	628 042 683	628 042 683
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	0,0299	0,0296	0,0206

Os proveitos referentes à aplicação do contrato foram determinados tendo em conta o termo fixo anual estabelecido no contrato de 9,277 milhões de euros adicionado das receitas resultantes da aplicação do preço da energia injectada às respectivas quantidades verificadas em 2006.

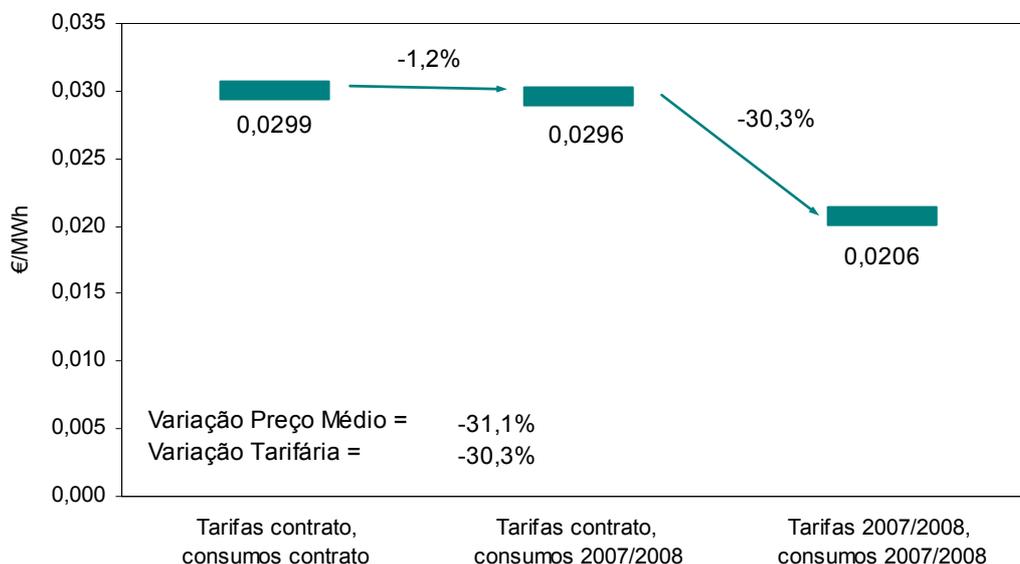
Para efeitos de determinação dos proveitos associados à aplicação do contrato às quantidades de 2007-2008 considerou-se que o preço do termo fixo de capacidade armazenada seria aplicado de forma proporcional, em euros por kWh, à capacidade considerada para esse ano gás. Para efeitos de determinação dessa reserva de capacidade de armazenamento considerou-se que esta seria igual à capacidade útil máxima disponível na infra-estrutura de armazenamento. As receitas de energia injectada foram obtidas por aplicação directa do preço do contrato às quantidades previstas.

Os proveitos previstos para 2007-2008 resultantes da aplicação das tarifas agora publicadas foram obtidos pela multiplicação dos preços da tarifa de UAS publicada no Capítulo 4 e das quantidades previstas para esta infra-estrutura apresentados no documento “Caracterização da procura de Gás Natural para o ano gás 2007-2008”.

Para efeitos de cálculo do preço médio apresentado utilizou-se como variável a energia armazenada anualmente. Esta resulta da soma anual das quantidades de energia armazenada diariamente. Tendo em conta que no referencial de 2006-2007 esta quantidade não foi uma variável de facturação utilizada houve que estimar esta mesma quantidade de forma a ser coerente com a capacidade reservada prevista na data de assinatura do contrato e a que corresponde o termo fixo anual do contrato. Assim, estimou-se que esta quantidade de energia armazenada se relacionaria com a quantidade equivalente de capacidade reservada na mesma proporção que a observada, nas quantidades previstas para 2007-2008, entre a capacidade útil máxima e a capacidade utilizada.

Na Figura 7-2 verifica-se que o preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo para o ano gás 2007-2008 apresenta um decréscimo de 31,1%, em relação ao preço médio estabelecido no contrato. Esta variação resulta da alteração da estrutura e níveis de consumos calculados para ano gás 2007-2008. A variação tarifária implica um decréscimo de 30,3% e um preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo de 0,0206 € por MWh de energia armazenada diariamente.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, 2006-2008**



### 7.1.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA E USO DA REDE DE TRANSPORTE

Os preços em vigor no primeiro semestre de 2007 foram definidos ao abrigo do contrato de utilização da rede de transporte de gás natural, estabelecido entre a Transgás e a REN Gasodutos, datado de 26 de Setembro de 2006. Estes preços estabelecem o pagamento pela utilização da Rede Nacional de Transporte de gás natural e vigoram transitoriamente até à publicação pela ERSE de tarifas de acesso às infra-estruturas da RNTIAT.

Para efeitos de determinação de impactes nos preços os valores referentes a estes contratos devem ser comparados com os proveitos resultantes da aplicação conjunta das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso Global do Sistema.

No Quadro 7-3 são apresentados os proveitos e as respectivas quantidades verificadas, quer no contrato de utilização da infra-estrutura, quer definidas pelas tarifas 2007-2008, e os respectivos preços médios, para os diferentes cenários considerados.

**Quadro 7-3 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema/Tarifa de  
Uso da Rede de Transporte, 2006-2008**

Estado e características	Tarifas contrato, consumos contrato	Tarifas contrato, consumos 2007/2008	Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	92 547	100 184	94 741
<b>Quantidades</b> (MWh)	47 071 746	51 780 946	51 780 946
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	1,97	1,93	1,83

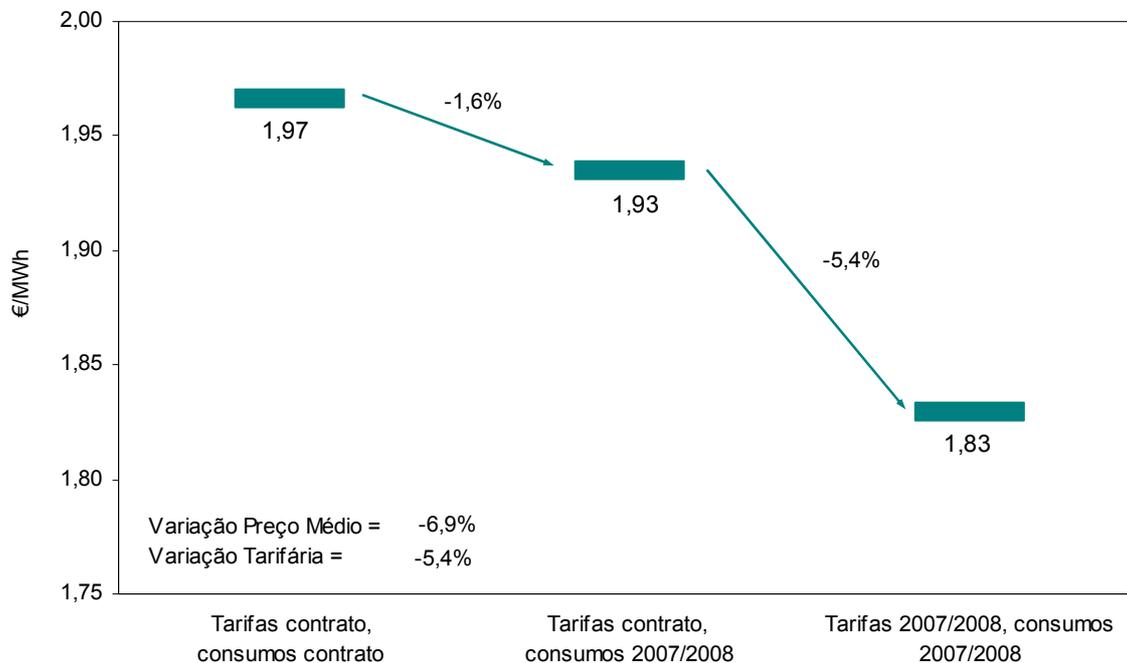
Para efeitos de determinação dos proveitos associados à aplicação do contrato foram considerados os valores em euros por ano estipulados no acordo adicional celebrado entre as partes. Estes valores são estabelecidos de forma anualizada para os anos de 2006 a 2008 e não dependem das quantidades relativas ao uso da infra-estrutura efectivamente ocorridas.

Os valores mencionados no acordo adicional referem-se ao ano civil pelo que para efeitos de análise de impactes no preço médio foram convertidos de forma linear para o referencial do ano gás 2006-2007 e 2007-2008 respectivamente.

Para efeitos de cálculo do preço médio utilizaram-se as quantidades de energia entregue pela RNTGN estimada para o ano gás 2006-2007 e prevista para o ano gás 2007-2008 de acordo com o documento “Caracterização da procura de Gás Natural para o ano gás 2007-2008”.

Na Figura 7-3 apresenta-se o preço médio das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte. São apresentados os preços médios agregados de forma a efectuar uma comparação coerente entre as diferentes estruturas tarifárias, visto que nos contratos de utilização da infra-estrutura de transporte a tarifa de Uso Global do Sistema está implícita no preço médio apresentado. Desta forma os preços médios apresentados nas tarifas para o ano gás 2007-2008 resultam da soma da tarifa de Uso Global do Sistema com a tarifa de Uso da Rede de Transporte. Verifica-se que o preço médio da tarifa para o ano gás 2007-2008 apresenta um decréscimo de 5,4%, em relação ao preço médio decorrente do contrato. A variação de preço médio anual é de -6,9%. Esta variação resulta, por um lado, da evolução dos proveitos médios decorrentes do estabelecido no acordo adicional ao contrato e, por outro lado, da alteração da estrutura tarifária e do nível de proveitos definidos para o ano gás 2007-2008. A soma da tarifa de Uso Global do Sistema com a Tarifa de Uso da Rede de Transporte representa um preço médio de 1,83 €/MWh.

**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema/Tarifa de Uso da Rede de Transporte, 2006-2008**



## 7.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DA RNTIAT

Neste capítulo são apresentadas, de forma agregada, as variações de preço médio associadas ao conjunto das infra-estruturas da RNTIAT.

Importa referir, que estes valores representam a média ponderada das variações de preço médio associadas à aplicação em conjunto das tarifas de UTRAR, UAS, UGS e URT, e não correspondem a nenhum preço médio de acesso a aplicar a nenhum utilizador. Na verdade, os utilizadores da RNTIAT podem utilizar de forma muito distinta as instalações do Armazenamento Subterrâneo e do Terminal de Recepção Armazenamento e Regaseificação de GNL.

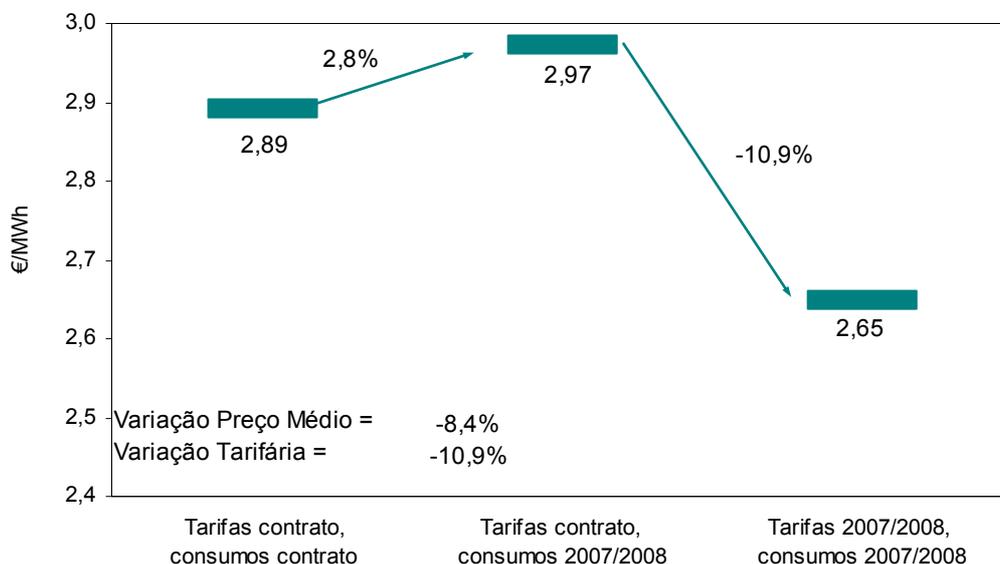
No Quadro 7-4 são apresentados a soma dos proveitos apresentados no Quadro 7-1, Quadro 7-2 e Quadro 7-3. Para efeitos de determinação do preço médio foi considerada a energia entregue pela RNTGN.

**Quadro 7-4 - Proveitos, quantidades e preço médio associados às tarifas de uso da RNTIAT, 2006-2008**

Estado e características	Tarifas contrato, consumos contrato	Tarifas contrato, consumos 2007/2008	Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	136 141	153 915	137 116
<b>Quantidades</b> (MWh)	47 071 746	51 780 946	51 780 946
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	2,89	2,97	2,65

Na Figura 7-4 é apresentado o preço médio agregado de acesso à Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento Subterrâneo e Terminal de GNL. Atendendo ao facto de que um utilizador não é obrigado a usar todas as infra-estruturas reguladas, este preço médio é meramente indicativo da média dos preços médios aplicados ao uso de todas as actividades reguladas. A alteração da estrutura de quantidades na utilização das diferentes infra-estruturas traduzir-se-ia num acréscimo de preço médio de 2,8%. No entanto, a aplicação de novas tarifas reguladas pela ERSE resulta numa descida tarifária de 10,9%, assistindo-se assim a uma descida do preço médio em relação aos valores dos contratos de 8,4%.

**Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da RNTIAT, 2006-2008**



### 7.3 COMPARAÇÃO DE PREÇOS ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

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

Em Espanha, as tarifas de acesso de terceiros ao sistema de gás natural são fixadas anualmente, sendo que as tarifas a vigorar no ano de 2007 foram estabelecidas pela Ordem Ministerial ITC/3996/2006, de 29 de Dezembro.

#### TARIFA DE REGASEIFICAÇÃO

A tarifa de regaseificação inclui o direito de uso das instalações necessárias para a descarga de navios metaneiros, o uso dos reservatórios de GNL, a vaporização ou carga de cisternas de GNL e o armazenamento operativo de GNL equivalente a 10 dias da capacidade diária de regaseificação contratada (até 1 de Janeiro de 2004 o armazenamento operativo era o equivalente a 5 dias da capacidade diária de regaseificação contratada).

O pagamento pela regaseificação calcula-se mensalmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$Pr = Tfr \times Qr + Tvr \times Cr$$

em que:

Pr	Pagamento mensal de regaseificação, em euros.
Tfr	Termo fixo da tarifa de regaseificação, em €/kWh/dia/mês.
Qr	Caudal diário de gás natural ou o seu equivalente em GNL, em kWh/dia/mês.
Tvr	Termo variável da tarifa de regaseificação, em €/kWh.
Cr	Volume de gás natural regaseificado ou fornecido como GNL em cisternas no período de facturação, em kWh.

A tarifa de regaseificação é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em €/kWh/dia/mês, e por um termo variável, definido em €/kWh.

O caudal diário a facturar é determinado do seguinte modo:

- Caso o caudal máximo diário do mês do utilizador ( $Q_{rn}$ ) seja entre 85% a 105% do caudal máximo diário contratado pelo mesmo, o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_r = Q_{rn}$$

- Caso o caudal máximo diário do mês do utilizador ( $Q_{rn}$ ) seja inferior a 85% do caudal máximo diário contratado pelo mesmo, o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_r = 0,85 * Q_{rd}$$

- Caso o caudal máximo diário do mês do utilizador ( $Q_{rn}$ ) seja superior ou igual a 105% do caudal máximo diário contratado pelo mesmo, o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_r = Q_{rn} + 2 * (Q_{rn} - 1,05 * Q_{rd})$$

As quantidades às quais se aplica a tarifa de regaseificação são medidas à saída do terminal de GNL e correspondem a um perfil de entregas desenhado pelo próprio comercializador, e validado pelo Gestor de Sistema ou pelo Gestor do Terminal. O volume de gás retirado pelo comercializador do terminal de GNL não pode ser superior ao volume de que o próprio dispõe no terminal, face a um crédito resultante de uma trasfega de um metaneiro.

Assim, o pagamento dos custos de armazenamento de GNL na tarifa de regaseificação corresponde a uma franquia ou utilização mínima do terminal em vez de uma utilização efectiva. Existe, paralelamente à tarifa de regaseificação, uma tarifa de armazenamento de GNL, a qual funciona como penalidade sobre volumes de GNL descarregados mas não entregues num prazo de 10 dias (na verdade, paga armazenamento de GNL o volume de gás armazenado no terminal que exceda um volume equivalente a 10 dias da potência contratada diária máxima).

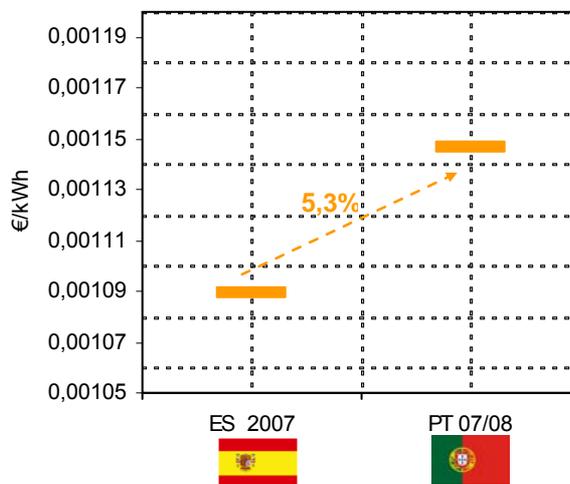
No Quadro 7-5 apresentam-se as receitas que se obteriam se aos preços que vigoram em Espanha em 1 de Janeiro de 2007 se aplicassem as quantidades que vigoram em Portugal para o ano gás 2007-2008.

**Quadro 7-5 - Receitas do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito**

Preço Espanha (a)		Quantidade Portugal (b)		Receitas (a)x(b)	
0,013536	€/kWh/dia/mês	156 221 469	kWh/dia	25 375 366	Euros
0,00008	€/kWh	25 144 700 000	kWh	2 011 576	Euros

Na Figura 7-5 apresenta-se o diferencial de preço médio entre Portugal e Espanha considerando um cenário em que não haverá pagamento da referida penalidade, sendo que com as tarifas reguladas o preço observado em Espanha é 5.3% inferior ao preço médio em Portugal.

**Figura 7-5 - Comparação do preço médio de acesso ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (sem penalidade)**



A tarifa de armazenamento de GNL tem em conta a quantidade contratada de GNL armazenada para além do armazenamento operativo incluído na tarifa de regaseificação, ou seja, o armazenamento de GNL que exceda o equivalente a 10 dias da capacidade diária de regaseificação contratada.

A tarifa de armazenamento de GNL é uma tarifa monómia composta por um termo variável, definido em euros por m<sup>3</sup> de GNL por dia.

O cálculo pelo pagamento do armazenamento de GNL realiza-se de acordo com a seguinte fórmula:

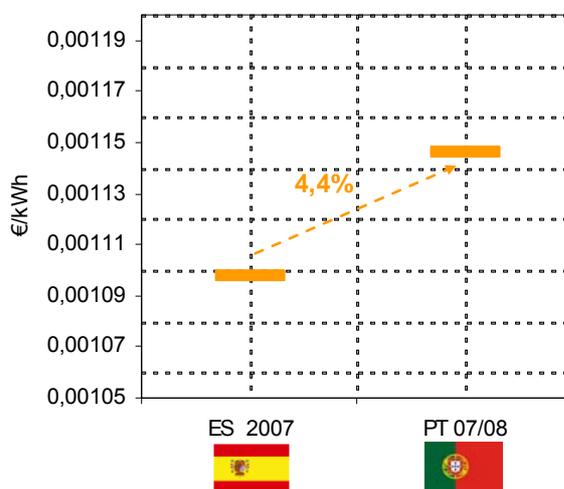
$$Ca = Tv * \sum_{i=1}^n Ea_i$$

em que:

- Ca Pagamento mensal pelo armazenamento de GNL.
- Tv Termo variável da tarifa de armazenamento, em €/m<sup>3</sup> (GNL)/dia.
- Ea<sub>i</sub> Volume de gás armazenado que ultrapassa o armazenamento operativo incluído na tarifa de regaseificação medido nas 24 horas do dia *i*, em m<sup>3</sup> (GNL)/dia.
- n Número de dias do mês em que o volume de gás natural excedeu a capacidade de armazenamento incluída na tarifa de regaseificação.

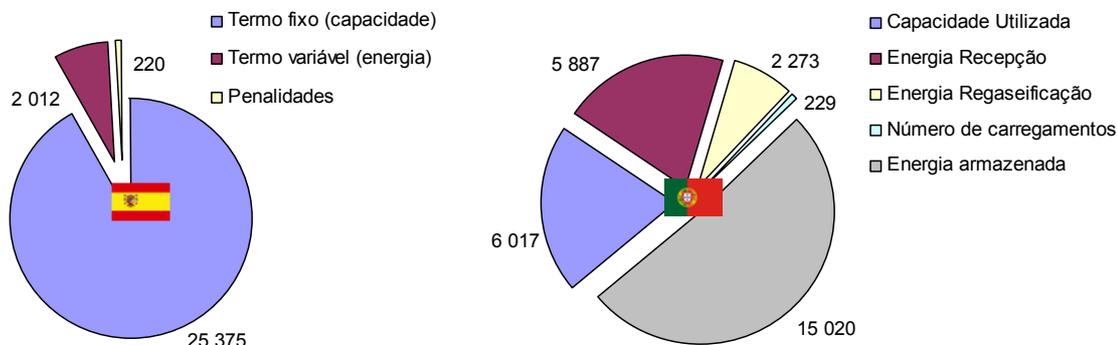
Na Figura 7-6 apresenta-se o diferencial de preço médio entre Portugal e Espanha considerando um cenário de aplicação da referida penalidade associada ao armazenamento de GNL, sendo que com as tarifas reguladas o preço médio observado em Espanha é 4,4% inferior ao de Portugal.

**Figura 7-6 - Comparação do preço médio de acesso ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (com penalidade)**



A Figura 7-7 apresenta a comparação da estrutura das receitas entre Espanha e Portugal, considerando as tarifas fixadas para o 1º ano gás de 2007-2008.

**Figura 7-7 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Espanha e Portugal no ano gás 2007-2008**



### 7.3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de armazenamento subterrâneo é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em euros/kWh, e por um termo variável, definido em euros/kWh a facturar mensalmente, de acordo com o estabelecido no artigo 32.º do Real Decreto 949/2001 de 3 de Agosto.

O cálculo do pagamento pelo armazenamento subterrâneo efectua-se de acordo com a seguinte fórmula:

$$Ca = Tf \times Qa + Tv \times Ea$$

em que:

- Ca Pagamento mensal pelo armazenamento subterrâneo.
- Tf Termo fixo da tarifa de armazenamento, em euros/kWh.
- Qa Capacidade de armazenamento contratada, em kWh.
- Tv Termo variável da tarifa de armazenamento, em euros/kWh.
- Ea Quantidade mensal de gás injectado ou extraído do armazenamento, em kWh.

No entanto, não resulta claro a determinação do termo de capacidade, pois a quantidade Qa pode ser o montante máximo diário num mês, ou o montante máximo desse mês, ou seja, o montante máximo à hora o que na prática é o mesmo do que o valor em kW para um dado mês.

Segundo o anexo da ORDEN ITC/3996/2006, de 29 de Dezembro, o termo de capacidade, ou termo fixo, Tf aparece como sendo facturado em euros/kWh/mês, sendo que para 2007 foi estabelecido o valor de Tf em 0,000227 euros/kWh/mês e o termo variável Tv foi de 0,000174 euros/kWh.

No Quadro 7-6 apresentam-se as receitas que se obteriam se aos preços que vigoram em Espanha<sup>11</sup> se aplicassem as quantidades que vigoram em Portugal para o ano gás 2007-2008.

**Quadro 7-6 - Receitas do Armazenamento Subterrâneo**

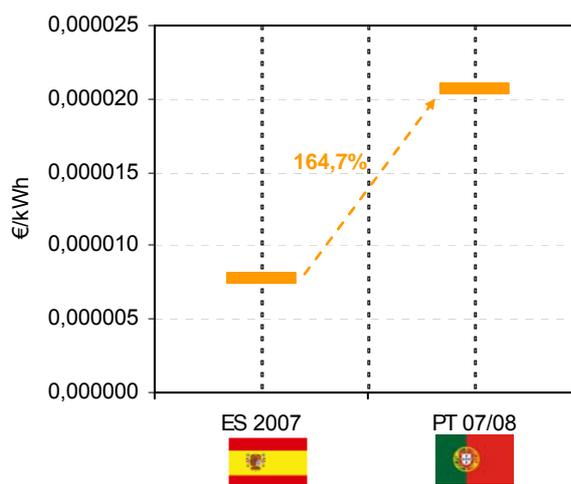
Preço Espanha (a)		Quantidade Portugal (b)		Receitas (a)x(b)	
0,000227	€/kWh/mês	1.720.664.884	kWh/dia	4.687.091	Euros
0,000174	€/kWh	1.035.300.000	kWh	204.989	Euros
		142.800.000	kWh		

Na análise ao Quadro 7-6 é preciso atender ao facto da quantidade em Portugal referente à energia armazenada se referir a uma energia média diária enquanto que o preço em Espanha se referir a uma capacidade de armazenamento contratada mensal.

Assim sendo, a utilização da quantidade a utilizar em Portugal e do termo fixo do armazenamento em Espanha resulta numa utilização idealizada do armazenamento subterrâneo e consequentemente em valores reduzidos para as receitas.

Na Figura 7-8 apresenta-se o diferencial de preço médio entre Portugal e Espanha, sendo que com as tarifas reguladas o preço observado em Portugal é 164,7 % superior ao preço médio em Espanha.

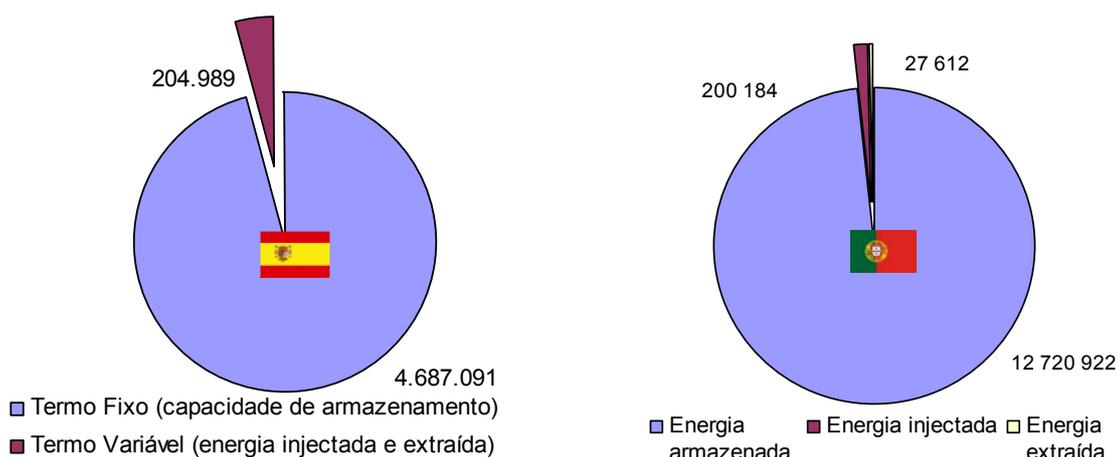
**Figura 7-8 - Comparação do preço médio de acesso ao armazenamento subterrâneo entre Portugal e Espanha**



<sup>11</sup> Preços de Espanha para 2007. Fonte: ORDEN ITC/3995/2006.

A Figura 7-9 apresenta a comparação da estrutura das receitas entre Espanha e Portugal, considerando as tarifas fixadas para o 1º ano gás de 2007-2008.

**Figura 7-9 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, entre Espanha e Portugal no ano gás 2007-2008**



### 7.3.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Não é prática comum noutros países a existência de uma tarifa de Uso Global do Sistema de forma individualizada com preços definidos. Normalmente, este tipo de custos é incorporado nas restantes tarifas do sistema ou, quando muito, são explicitadas regras de repartição de custos.

Nos outros países da União Europeia é frequente incluir estes custos nas restantes tarifas de acesso às infra-estruturas. Em Espanha, e conforme consta na Orden ITC/3996/2006, de 29 de Dezembro, os operadores de redes e das infra-estruturas de gás natural devem afectar uma percentagem da sua facturação para este tipo de custos, nomeadamente 0,166% para o regulador e 0,42% dos proveitos para a gestão técnica do sistema.

### 7.3.4 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Em Espanha, as tarifas de acesso à rede de transporte de Gás Natural é fixada anualmente, sendo que as tarifas a vigorar no ano de 2007 foram estabelecidas pela Ordem Ministerial ITC/3996/2006, de 29 de Dezembro.

Em Espanha a tarifação do uso da rede de transporte e distribuição é feita em conjunto. A tarifa de transporte e distribuição inclui o direito de uso das instalações necessárias para transportar o gás desde o ponto de entrada da rede de transporte até ao ponto de fornecimento do consumidor elegível, assim como a utilização de um armazenamento operativo correspondente a 5 dias da capacidade de transporte e distribuição contratadas. Também é aplicável ao fornecimento de consumidores elegíveis ligados a redes de distribuição locais alimentadas por UAG (tradução de *plantas satélites*).

A tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes: (i) reserva de capacidade, com um termo fixo definido em euros/kWh/dia/mês; (ii) *transporte (conducción)*, composto por um termo fixo, definido em euros/kWh/dia/mês, e por um termo variável, definido em euros/kWh.

A reserva de capacidade de transporte e distribuição é facturada pela empresa de transporte detentora das instalações onde está situado o ponto de entrada de gás natural ao sistema de transporte e distribuição.

Para cada utilizador do sistema de transporte e distribuição, o pagamento mensal de reserva de capacidade é calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$T_{rc} = T_{fe} * Q_e$$

em que:

$T_{rc}$	Pagamento mensal pela reserva de capacidade de transporte e distribuição.
$T_{fe}$	Termo fixo da reserva de capacidade, em euros/kWh/dia/mês.
$Q_e$	Caudal diário de gás natural a facturar, em kWh/dia.

O caudal diário de gás natural a facturar é dado por:

- Caso o caudal máximo diário do mês do utilizador ( $Q_{nt}$ ) seja entre 85% a 105% do caudal máximo diário contratado pelo mesmo com a empresa de transporte detentora das instalações de entrada do sistema, o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_e = Q_{nt}$$

- Caso o caudal máximo diário do mês do utilizador seja inferior a 85% do caudal máximo diário contratado pelo mesmo ( $Q_c$ ), o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_e = 0,85 * Q_c$$

- Caso o caudal máximo diário do mês do utilizador seja superior ou igual a 105% do caudal máximo diário contratado pelo mesmo ( $Q_c$ ), o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_e = Q_{nt} + 2 * (Q_{nt} - 1,05 * Q_c)$$

O transporte é facturado pela empresa de distribuição detentora das instalações onde está situado o ponto de entrega de gás natural ao consumidor. A estrutura desta componente da tarifa de transporte e distribuição é binómia, sendo composta por um termo fixo, definido em euros/kWh/dia/mês, e por um termo variável, definido em euros/kWh. Os valores dos termos fixo e variável variam em função da pressão de abastecimento e do consumo anual. São definidos três grupos de consumidores.

GRUPO 1: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja superior a 60 bar. São definidos três escalões de consumos para o grupo 1:

- Consumos anuais inferiores ou iguais a 200 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 200 000 000 kWh e inferiores ou iguais a 1 000 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 1 000 000 000 kWh.

GRUPO 2: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja superior a 4 bar e inferior ou igual a 60 bar. São definidos seis escalões de consumos para o grupo 2:

- Consumos anuais inferiores ou iguais a 500 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 500 000 kWh e inferiores ou iguais a 5 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 5 000 000 kWh e inferiores ou iguais a 30 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 30 000 000 kWh e inferiores ou iguais a 100 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 100 000 000 kWh e inferiores ou iguais a 500 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 500 000 000 kWh.

GRUPO 3: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja inferior ou igual a 4 bar. Não se apresentam os escalões de consumo para os clientes deste grupo, uma vez que a rede de transporte em Portugal opera a uma pressão superior a 20 bar.

Para cada utilizador do GRUPO 1 do sistema de transporte e distribuição, o pagamento da componente de transporte da tarifa de transporte e distribuição calcula-se de acordo com a seguinte fórmula:

$$Tc = \sum_{i=1}^3 \left[ \sum_{j=1}^n (Tf_{ij} * Q_j + Tv_{ij} * C_j) \right]$$

em que:

Tc Pagamento mensal pelo termo de transporte da tarifa de transporte e distribuição.

---

$T_{f_{ij}}$	Termo fixo para o consumidor $j$ de acordo com o seu volume de consumo $i$ , em euros/kWh/dia.
$Q_j$	Caudal diário de gás natural a facturar do consumidor $j$ , em kWh/dia.
$T_{v_{ij}}$	Termo variável para o consumidor $j$ de acordo com o seu volume de consumo $i$ , em euros/kWh.
$C_j$	kWh de gás consumido pelo consumidor $j$ .
$n$	Número de consumidores do comercializador com fornecimentos a pressão superior a 60 bares, em cada escalão de consumo

O caudal diário a facturar é dado por:

- Caso o caudal máximo diário do mês medido no consumidor  $j$  ( $Q_{m_j}$ ) seja entre 85% a 105% do caudal máximo contratado pelo mesmo, o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_j = Q_{m_j}$$

- Caso o caudal máximo diário do mês medido no consumidor  $j$  seja inferior a 85% do caudal máximo contratado pelo mesmo ( $Q_{d_j}$ ), o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_j = 0,85 * Q_{d_j}$$

- Caso o caudal máximo diário do mês medido no consumidor  $j$  seja superior ou igual a 105% do caudal máximo diário contratado pelo mesmo, o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_j = Q_{m_j} + 2 * (Q_{m_j} - 1,05 * Q_{d_j})$$

Para cada utilizador do GRUPO 2 do sistema de transporte e distribuição, o pagamento da componente de transporte da tarifa de transporte e distribuição calcula-se da mesma forma que o pagamento para os consumidores do GRUPO 1. Todavia o caudal diário a facturar é igual ao caudal diário contratado, com excepção dos consumidores com um consumo anual superior a 100 000 000 kWh, cujo cálculo do caudal diário a facturar é efectuado de forma semelhante à dos consumidores do GRUPO 1. Os consumidores com consumo anual superior a 30 000 000 kWh, que disponham nas suas instalações de equipamentos de telecontagem, também podem optar por este procedimento de cálculo para o caudal diário a facturar.

No Quadro 7-8 apresentam-se as receitas que se obteriam se aos preços que vigoram em Espanha<sup>12</sup> se aplicassem as quantidades que vigoram em Portugal para o ano gás 2007-2008. Considerando que o sistema tarifário espanhol agrega a rede de transporte e a rede de distribuição, i.e. para cada nível de pressão apresenta tarifas distintas dependendo do consumo anual verificado, a comparação dos preços médios entre Portugal e Espanha será efectuada para os diferentes escalões de consumo do GRUPO 2

---

<sup>12</sup> Preços de Espanha a 1 de Janeiro de 2006. Fonte: CNE - Boletín Mensual de estadísticas de gas natural, Noviembre 2006.

do sistema tarifário espanhol. Os casos ES1, ES2, ES3, correspondem aos três escalões do GRUPO 2. O GRUPO 1 não foi incluído dado não existir nenhum consumidor em Portugal que se inclua neste nível de pressão. No Quadro 7-7 são apresentados os valores das tarifas casos utilizados para a comparação de tarifas de Uso da rede de Transporte.

**Quadro 7-7 - Termos da tarifa de transporte e valores médios, em Espanha, do GRUPO 2 e do consumo anual.**

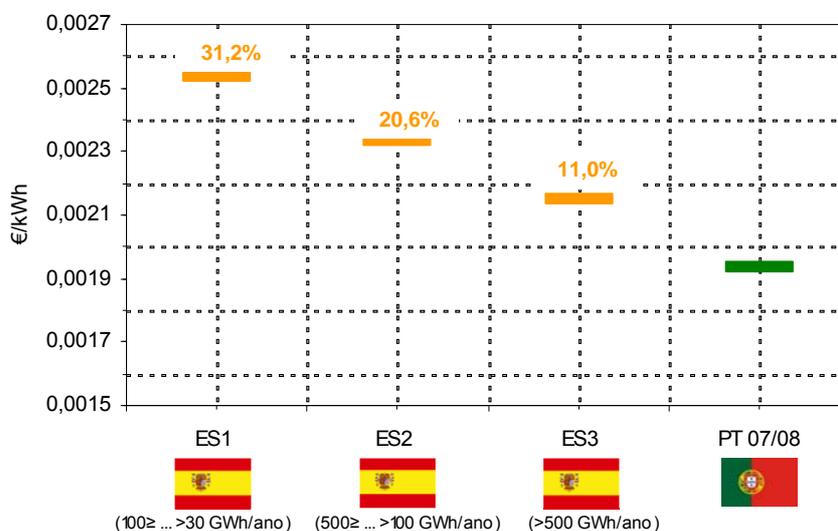
<b>GRUPO 2</b>	
<b>ES1</b>	<b>(100 ≥ ... &gt;30 GWh/ano)</b>
Termo fixo	0,025174 €/kWh/dia/mês
Termos variável	0,000685 €/kWh
<b>ES2</b>	<b>(500 ≥ ... &gt;100 GWh/ano)</b>
Termo fixo	0,023142 €/kWh/dia/mês
Termos variável	0,0006 €/kWh
<b>ES3</b>	<b>&gt;500 GWh/ano</b>
Termo fixo	0,02129 €/kWh/dia/mês
Termos variável	0,00052 €/kWh

**Quadro 7-8 – Receitas da rede de transporte**

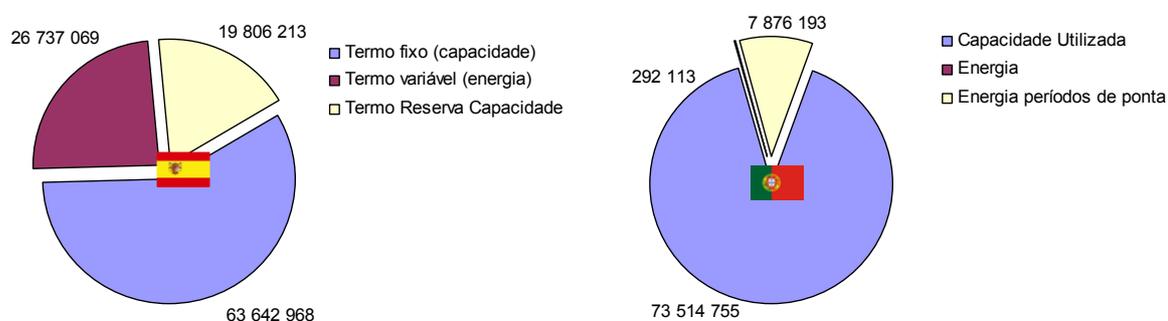
	<b>Preço Espanha (a)</b>	<b>Quantidade Portugal (b)</b>	<b>Receitas (a)x(b)</b>
ES1	0,025174 €/kWh/dia/mês	249 134 755 kWh/dia/mês	75 260 620 Euros
	0,000685 €/kWh	51 318 750 000 kWh	35 153 344 Euros
	0,006625 €/(kWh/dia)/ano	19 806 213 (kWh/dia)/ano	19 806 213 Euros
ES2	0,023142 €/kWh/dia/mês	249 134 755 kWh/dia/mês	69 185 718 Euros
	0,0006 €/kWh	51 318 750 000 kWh	30 791 250 Euros
	0,006625 €/(kWh/dia)/ano	19 806 213 (kWh/dia)/ano	19 806 213 Euros
ES3	0,021288 €/kWh/dia/mês	249 134 755 kWh/dia/mês	63 642 968 Euros
	0,000521 €/kWh	51 318 750 000 kWh	26 737 069 Euros
	0,006625 €/(kWh/dia)/ano	19 806 213 (kWh/dia)/ano	19 806 213 Euros

Na Figura 7-10 apresenta-se a relação entre os diferentes preços médios das tarifas em Espanha, em função do consumo anual e o preço médio de Portugal, sendo que os valores percentuais apresentados têm como referência o preço médio de Portugal.

**Figura 7-10 - Comparação do preço médio de acesso à rede de transporte entre Portugal e Espanha**



**Figura 7-11 - Estrutura de receitas da tarifa de transporte, em Espanha (cenário ES3) e Portugal (ano gás 2007-2008)**



Na Figura 7-11 apresenta-se a comparação da estrutura das receitas entre Espanha e Portugal, considerando as tarifas fixadas para o 1º ano gás de 2007-2008 e o cenário espanhol ES3.

#### 7.4 IMPACTE SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA DAS EMPRESAS

A REN Atlântico, a REN Gasodutos e a REN Armazenagem, para além da informação enviada já referida anteriormente, disponibilizaram igualmente, por solicitação da ERSE, em data próxima da elaboração deste documento, uma estimativa do balanço reportado ao início do ano gás, 30 de Junho de 2007, bem

como os balanços reportados a 26 de Setembro de 2006, início de actividade, e a 31 de Dezembro de 2006.

Tendo por base a informação sobre custos e proveitos na posse da ERSE anteriormente enviada, não foi possível, em tempo útil, conciliá-la com os valores constantes no balanço de início do ano gás e, deste modo, ser possível determinar um balanço para o final do ano gás que traduzisse de uma forma adequada a situação patrimonial da empresa.

Nesta situação, a ERSE não apresenta, nesta proposta, uma análise do impacte das tarifas, agora calculadas, na situação financeira da empresa reservando-a para o documento final.



**ANEXOS**



**ANEXO I  
SIGLAS**



---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
BP	Baixa pressão
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CNE	Comisión Nacional de Energia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e serviços externos
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Gas Regulation Metering Station
GTGS	Actividade Gestão Técnica Global do Sistema
IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
IRS	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MFAP	Ministério das Finanças e Administração Pública
MP	Média pressão
OAS	Operador de Armazenamento Subterrâneo
OE	Orçamento do Estado
OTRAR	Operador do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
PIB	Produto Interno Bruto
RARII	Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações
RCM	Resolução do Conselho de Ministros
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RPGN	Rede Pública de Gás Natural
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural

---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UAS	Uso do Armazenamento Subterrâneo
UGS	Uso Global do Sistema
URT	Uso da Rede de Transporte
UTRAR	Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
WACC	Custo de capital médio ponderado

**ANEXO II  
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**



- Custo do Capital das Actividades Reguladas do Sector do Gás
- Caracterização da Procura de Gás Natural para o Ano Gás 2007-2008
- Determinação da Estrutura Tarifária
- Análise do Consumo de Gás Natural para o Ano Gás 2007-2008



**ANEXO III**  
**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS  
NATURAL PARA O ANO DE 2007-2008 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE  
REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010”**





## Parecer sobre

### ***“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2007- 2008 e***

### ***Parâmetros para o período de Regulação 2007-2008 a 2009-2010 “***

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto - Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”<sup>1</sup>

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector eléctrico e gás natural: “(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*”, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo<sup>2</sup> e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a recepção da proposta.

Em 16 de Abril de 2007, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE entregou ao Presidente do Conselho Tarifário<sup>3</sup> a sua “*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2007- 2008 e Parâmetros para o período de Regulação 2007-2008 a 2009-2010 “* a fim que sobre a mesma, e nos termos do n.º 7 do artigo 149º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, fosse emitido parecer.

Posto o que, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário<sup>4</sup> emite o seguinte parecer sobre:

### ***“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2007- 2008***

### ***E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010 “***

#### **I - NA GENERALIDADE**

- 1- O documento proposto pela ERSE afigura-se complexo e extenso reiterando o CT a sua recomendação no sentido de, nesta fase inicial da regulação e regulamentação, se envidarem esforços de clareza e simplificação que permitam uma mais fácil compreensão, transição e adaptação, quer para as empresas reguladas, quer para os representantes dos clientes.

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

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

<sup>3</sup> Cf. Ref. E-Técnicos/2007/143/CV/AO, de 16 de Abril.

<sup>4</sup> Doravante abreviado por CT.



- 2- O CT nota particularmente a necessidade de incluir no documento um sumário executivo sintético, mas mais desenvolvido, do qual resultem claras as principais opções tomadas pelo regulador na proposta e que possa funcionar como guia da vasta documentação apresentada como base para a elaboração do parecer por parte CT.

## II - NA ESPECIALIDADE

### A- ALISAMENTO DOS PROVEITOS

1. O RT introduziu um processo de alisamento que estabelece uma tarifa tendencialmente constante para todo o período de vida dos investimentos entendido como o período de concessão, pelo que só deverá haver alisamento enquanto houver proveitos, o que numa regulação por remuneração do activo, implica considerar a sua vida útil igual ao período de amortização, dado que esses activos não gerarão proveitos nos períodos subsequentes terminando a sua vida económica.
2. A fórmula do alisamento deverá assegurar, em cada ano, a projecção dos proveitos do passado ainda não recuperados no tempo remanescente, devidamente actualizados à data do ano da tarifa e permitir a actualização das previsões futuras.
3. O CT manifesta a sua preocupação com a susceptibilidade de existirem dificuldades na implementação da fórmula relativa ao alisamento tarifário, pelo que sugere a sua reanálise.

### B- PREVISIBILIDADE REGULATÓRIA

1. O CT considera que o alisamento tarifário, princípio com o qual concordou no seu parecer de Junho de 2006, ao ser projectado pela ERSE a 40 anos, vem introduzir complexidade e incerteza quanto a custos e proveitos para os operadores e comercializadores.
2. Na presente proposta, ao abrigo das disposições transitórias previstas no RT, a ERSE altera os perfis de recuperação dos custos com capital para estas actividades estabelecendo, para o primeiro ano gás – Julho de 2007 a Junho de 2008 – taxas de actualização das quantidades de gás natural movimentadas naquelas infra-estruturas diferentes das taxas de actualização dos custos com capital previstos para cada ano do período da concessão, o que justifica com a necessidade de garantir a manutenção do equilíbrio económico e financeiro destas actividades e na incerteza subjacente às previsões das quantidades de gás natural a movimentar nestas infra-estruturas até ao final do período das respectivas concessões.
3. Para além de alterar as taxas de actualização das quantidades, a ERSE estabelece valores diferentes para as actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL por um lado, e transporte de gás natural por outro, fixando-as em 15% e 11%, respectivamente.



CONSELHO TARIFÁRIO

4. Acresce que a proposta é omissa quanto aos valores que serão fixados para os restantes dois anos gás deste primeiro período regulatório, 2008-2009 e 2009-2010, deixando em aberto a possibilidade de estes serem idênticos aos do primeiro ano gás, à taxa de actualização dos custos com capital ou ainda de poderem vir a ser fixados valores alternativos a estes.
5. O CT salienta a contradição entre metodologia proposta pela ERSE e a necessidade de estabilidade e de previsibilidade da regulação, quer no médio-longo prazo, quer especialmente, durante um mesmo período de regulação.
6. A metodologia proposta de alterar a taxa de desconto das quantidades para 15% no caso do Terminal e 11% no caso do Transporte, para além de se desviar o princípio do alisamento tarifário ao deixar de haver um custo unitário constante para os utilizadores actuais e futuros, é complexa em termos de acertos a realizar nos próximos anos e deixa todos os agentes do sistema com uma elevada incerteza sobre o futuro – quer do lado dos operadores em termos de receitas, quer do lado dos comercializadores (e seus clientes) em termos dos seus custos.
7. O CT considera que, a ERSE deve privilegiar uma metodologia que não provoque incerteza e deixe claro de que forma se farão os acertos futuros, podendo passar por encurtar de modo substancial os actuais 40 anos de alisamento tarifário, de uma forma diferenciada para cada uma das infraestruturas, permitindo a todos os agentes de mercado conhecer a evolução dos proveitos, tarifas e custos no curto e médio prazo e antecipando a regulação das actividades com base nos dados do próprio ano.

### C- CUSTO DE CAPITAL

- 1- A regulação das actividades associadas ao sector do gás natural é efectuada por custos aceites em base anual (com ajustamentos) que resultam da soma dos custos de exploração que lhes são afectos, com os custos de capital previstos para cada ano gás.
- 2- Os proveitos de capital resultam do produto de um custo de capital unitário – quociente entre os valores actualizados da soma dos valores anuais da remuneração da base de activos regulados para o período da concessão mais as respectivas amortizações pela soma das quantidades previstas para o mesmo período – pelas quantidades do ano gás.
- 3- O estudo da ERSE para suporte da fixação das taxas de remuneração dos activos - “Custo de Capital das Actividades Reguladas do Sector do Gás” - recomenda o intervalo [7.8-8.2%] para o Custo do Capital, tendo a ERSE fixado em 8% a remuneração dos activos de Transporte; Armazenamento; e Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Ainda, o *benchmarking* considerado no estudo foi realizado apenas com base na comparação com empresas que, para além de desenvolverem fundamentalmente as actividades de transporte e distribuição de gás natural (cf. Quadro 2-1, pág. 7), o fazem em mercados já consolidados.



- 4- Considerando o carácter ainda emergente do mercado do gás natural em Portugal e as necessidades de ajuste para a realidade portuguesa dos parâmetros financeiros estabelecidos, o CT aconselha prudência na transposição dos valores analisados no *benchmarking* e recomenda à ERSE uma actualização do estudo, de Setembro de 2006, relativo ao custo do capital.

#### **D- TAXAS DE REMUNERAÇÃO PARA AS VÁRIAS ACTIVIDADES**

1. O CT também salienta o facto de a ERSE aplicar uma mesma taxa de remuneração – 8% - às diversas actividades não considerando especificidades associadas a cada uma delas que poderiam justificar uma avaliação diferenciada do respectivo custo de capital, mesmo reconhecendo (cf. estudo realizado pela ERSE) o reduzido historial de valores associados a algumas dessas actividades (v.g. terminal de GNL de Sines, empresas concessionárias de armazenamento subterrâneo que iniciaram a actividade operacional em 2007).
2. O CT considera, assim, que na recomendada actualização do estudo sobre custo de capital seja incorporado um capítulo referente às diversas actividades do sector do gás natural e justificação dum tratamento diferenciado, ou não, quanto a este parâmetro.

#### **E- DISTRIBUIÇÃO E PERDAS DO SISTEMA**

1. A proposta apresentada pela ERSE não contempla ainda valores para os ajustamentos relativos a perdas do sistema nas redes de distribuição.
2. O CT considera conveniente que esta variável seja determinada quanto antes, incentivando a que todos os agentes do sistema se preparem e tenham em consideração o respectivo valor e, por outro, os operadores das redes de distribuição ganhem a experiência e criem as rotinas necessárias para o apuramento futuro.
3. O CT recomenda que a ERSE, após desencadear uma consulta aos operadores de redes de distribuição, proponha valores para os “Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição”, atendendo às especificidades de operação das redes de distribuição e, em particular, das abastecidas por Unidades Autónomas de Gaseificação.

#### **F- INVESTIMENTOS EM CURSO**

1. No estabelecimento da Base de Activos Remunerados das várias actividades associadas ao sector do gás natural, o CT considera que se deverá atender às especificidades relacionadas com os investimentos, e respectiva remuneração, necessários para o desenvolvimento de algumas dessas actividades.
2. Em particular o tratamento a dar aos investimentos que se desenvolvem ao longo de vários anos deverá ser objecto de alguma reflexão; de facto, a proposta da ERSE passa por capitalizar, ao custo do capital alheio, o investimento em curso, o que na



CONSELHO TARIFÁRIO

prática significa que as empresas não vêm o seu capital remunerado ao custo de capital proposto pela própria ERSE.

3. Este facto pode ter efeitos perversos sobre a qualidade dos investimentos a realizar: as empresas têm o incentivo a realizar, não os melhores investimentos, mas aqueles que mais rapidamente iniciem a sua exploração<sup>5</sup>.
4. Face ao que, o CT entende que, para certos investimentos, devem ser criadas condições que incentivem os operadores a realizar as melhores opções para o sistema.
5. O CT considera as soluções poderiam passar por, nestes casos, remunerar o investimento em curso ao custo de capital proposto, reconhecendo-o na base de activos a remunerar ou através da capitalização do investimento em curso ao custo de capital proposto.
6. Em qualquer caso, deve ser implementado pela ERSE um mecanismo que assegure que os operadores recebem o incentivo adequado à concretização atempada dos investimentos necessários.

#### G. ARMAZENAMENTO E SUSCEPTIBILIDADE DE GERAR DESVIOS TARIFÁRIOS

1. O CT chama a atenção para a previsível volatilidade das tarifas aplicáveis à função de armazenamento subterrâneo derivada essencialmente do facto de nesta infra-estrutura se ter aplicado o mesmo princípio seguido para o Transporte e o Terminal de GNL de ausência de reserva firme (paga) de capacidade.
2. Contrariamente ao que sucede no Transporte e no Terminal de GNL, não é possível antecipar o perfil de utilização do armazenamento subterrâneo, sendo normal que ocorram períodos prolongados de ausência de movimentação e/ou permanência de gás natural naquela infra-estrutura. Neste último caso, a estrutura tarifária proposta levará na prática à redução ou inexistência de proveitos no ano gás em causa, com criação de um défice tarifário a recuperar nos anos gás seguintes nos quais, em rigor, não existe, pelas mesmas razões, qualquer garantia de recuperação tempestiva dos proveitos permitidos desse(s) ano(s).
3. O CT recomenda que a ERSE reavalie a aplicação do RT ao Armazenamento Subterrâneo, considerando o estabelecimento de mecanismos que assegurem menores défices tarifários.

<sup>5</sup> A título de exemplo referem-se 2 casos na armazenagem subterrânea:

1. A mobilização de uma "grua" para a realização de furos a partir dos quais se desenvolverão as próximas cavernas é muito onerosa e, em condições óptimas, dever-se-iam realizar por ex. 6 furos, por forma a minimizar o custo específico de cada. No entanto, dado que cada caverna demorará cerca de 3 anos a lixiviar, os últimos furos só começarão a ser desenvolvidos a partir de 2015 (aprox.). Perante a actual proposta da ERSE os operadores são incentivados a apenas realizar 2 furos na próxima campanha, mobilizando de novo uma grua dentro de 3 anos.
2. No programa de lixiviação (ex: 2ª caverna da Transgás Armazenagem), podem ser equacionadas 2 alternativas de lixiviação: a primeira conduz a uma cavidade maior mas demora mais cerca de 12 meses a desenvolver, e a segunda será mais rápida conduzindo naturalmente a uma caverna cerca de 30% mais pequena. Perante a actual proposta da ERSE o operador é incentivado a escolher a segunda, embora esta conduza no futuro a maiores custos para o utilizador.



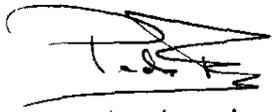
**H. TARIFA DE ARMAZENAMENTO DA TRANSGÁS ARMAZENAGEM**

1. O CT nota que no cálculo da base de activos remunerados do operador Transgás Armazenagem foi considerado o total de subsídios recebidos por esta empresa, no montante de 4,429 milhões de euros, subdivididos em duas parcelas, uma de 3,722 milhões de euros, correspondente ao subsídio atribuído às cavidade TGC-1S (imobilizado definitivo) e outra de 707 mil euros, correspondente ao subsídio atribuído à cavidade TGC-2 (imobilizado em curso).
2. O CT entende que, não tendo a ERSE considerado o valor do imobilizado em curso na base de activos remunerados, não deveria descontar o valor dos subsídios atribuídos à cavidade TGC-2, devendo em consequência rever o valor da remuneração dos activos afectos a este operador (de 1,327 milhões de euros para 1,384 milhões de euros) bem como o valor dos proveitos permitidos para o primeiro ano gás (de 1,906 milhões de euros para 1,963 milhões de euros).

**III - CONCLUSÃO**

Em 09 de Maio de 2007, o parecer que antecede foi votado na **GLOBALIDADE com excepção dos seus pontos II C e D**, tendo sido **APROVADO POR MAIORIA** com a seguinte votação:

**Votos a favor:**


  
 Dito - *Juliano Junior, com excepção dos pontos II C e II D.*  
 U.G.T. -  (COM EXCEÇÃO DOS PONTOS "II C" E "D").  
 Ana Teixeira P.R.  
 ENXCOOP - *Relat. com 60 - 60 mil ho* 

**Votos contra:**

Dito - *Juliano Junior* II C e D  
 U.G.T. -  (PONTOS "II C" E "D")



**Abstenções:**

Ronda II C e D  
FENACOOP - Patrícia Gomes - baixo

**Voto de qualidade:**

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

Maria Cristina Portugal  
Instituto do Consumidor/DECO

Pedro Carmona de Oliveira Ricardo  
entidades concessionárias de distribuição de gás  
natural

Delém Loureiro  
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do  
Consumidor

Patrícia Gomes  
FENACOOP - Federação Nacional das  
Cooperativas Consumidores, FCRL

Pedro Manuel Amorim la Puente Furtado  
Entidade titular da concessão do transporte de gás  
natural através da rede de alta pressão

Ana Teixeira Pinto  
entidades licenciadas para a distribuição de gás  
em regime de serviço público

Alfredo Rocha  
UGC - União Geral dos Consumidores

João Pedro Mendonça Santos  
Representante dos grandes consumidores de gás  
natural



**ANEXO IV**  
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À**  
**“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO DE 2007-2008 E**  
**PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2007-2008 A 2009-2010”**



## I – Na Generalidade

A ERSE aceita a recomendação do Conselho Tarifário em tornar o documento de justificação das tarifas e preços de gás natural de mais fácil compreensão por parte dos consumidores e das empresas, incluindo o desenvolvimento do sumário executivo, pelo que, em futuros documentos, não deixará de envidar todos os esforços nesse sentido.

## II – Na Especialidade

### A – Alisamento dos proveitos

A ERSE mantém que o alisamento dos custos com capital ao longo do período de concessão é a metodologia que melhor se enquadra no actual estágio de desenvolvimento do sector do gás natural em Portugal para repercutir os custos deste tipo de investimentos entre clientes actuais e clientes futuros.

Não obstante, a ERSE aceitou a recomendação do Conselho Tarifário de reanalisar as fórmulas de cálculo do custo com capital, tendo introduzido alterações que permitem a sua exequibilidade futura, assegurando a recuperação dos ajustamentos dos custos com capital passados, ainda não recuperados, ao longo do período remanescente até ao final da concessão, capitalizados à data do ano da tarifa.

Nesse sentido, a fórmula genérica a considerar no cálculo do custo com capital das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de gás natural e de Distribuição de gás natural será a seguinte:

$$\tilde{CC}_t = \frac{\sum_{n=1}^{t-1} \left( \left( Am_n + Act_n \times \frac{RA_n}{100} - \tilde{CC}_n \right) \times \prod_{j=n+1}^{t-1} \left( 1 + \frac{RA_j}{100} \times \left( 1 - \frac{t_j}{100} \right) \right) \right) + \sum_{n=t}^N \frac{\tilde{Am}_n + \tilde{Act}_n \times \frac{RA_t}{100}}{\left( 1 + \frac{RA_t}{100} \right)^{(n-t+1)}}}{\sum_{n=t}^N \frac{\tilde{Q}_n}{\left( 1 + \frac{RA_t}{100} \right)^{(n-t+1)}}} \times \tilde{Q}_t$$

em que:

$N$  Número de anos desde o primeiro ano de regulação até final da concessão

$Am_n$  Amortização do activo fixo, deduzida da amortização do activo participado, ocorrida no ano gás  $n$

---

$Act_n$	Valor médio do activo fixo, líquido de amortizações e participações, ocorrido no ano gás $n$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás
$RA_n$	Taxa de remuneração do activo fixo da actividade A, em vigor no ano $n$ , em percentagem
$\tilde{C}C_n$	Custo com capital, considerado para cálculo dos proveitos permitidos no ano gás $n$
$RA_j$	Taxa de remuneração do activo fixo da actividade A, em vigor no ano $j$ , em percentagem
$t_j$	Taxa de imposto sobre o rendimento, em vigor no ano $j$ , em percentagem
$\tilde{Am}_n$	Amortização do activo fixo, deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás $n$ do período de previsão $N$
$\tilde{Act}_n$	Valor médio do activo fixo, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás $n$ do período de previsão $N$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás
$\tilde{Q}_n$	Quantidade de gás natural prevista associada à actividade A, para o ano gás $n$ do período de previsão $N$ , em $m^3$
$RQA_t$	Taxa de actualização das quantidades de gás associada à actividade A, em vigor no ano $t$ , até final do período $N$
$\tilde{Q}_t$	Quantidade de gás natural prevista associada à actividade A, para o ano gás $t$ , em $m^3$ .

A aplicação desta fórmula conduzirá a que no final do período de concessão as concessionárias das infra-estruturas recuperem os custos com capital devidos.

O Regulamento Tarifário será objecto de uma actualização em conformidade com esta alteração, pelo que oportunamente serão desencadeados os procedimentos previstos para a sua efectivação.

## B – Previsibilidade regulatória

A ERSE desenvolve a sua actuação, como intencionalmente sempre o fez, pelo cumprimento dos princípios que a orientam enquanto regulador do sector, de onde emergem os princípios da transparência, da estabilidade e da previsibilidade.

Acresce ainda referir que o exercício da regulação requer igualmente, por parte do regulador, a aquisição de um vasto conjunto de informação sobre as empresas reguladas o qual, no momento presente, face ao estágio emergente que caracteriza o sector do gás natural e tendo sido este o primeiro ano de regulação do sector por parte da ERSE, carece de ter sido atingido pelo que quanto melhor for a informação disponibilizada mais fácil e adequada será a intervenção do regulador.

Face ao conhecimento actual da evolução futura do mercado de gás natural em Portugal, a adopção neste primeiro ano gás de taxas diferentes para actualização das quantidades de gás natural e para actualização dos custos relativos à base de activos regulada teve por objectivo conjugar os diferentes riscos inerentes às previsões da procura, associados ao terminal de GNL e à infra-estrutura de transporte de gás natural para um horizonte de 40 anos, com o equilíbrio económico e financeiro das respectivas concessões.

O Conselho Tarifário, no seu parecer, alega que o sistema proposto introduz incerteza sobre o futuro por não terem sido apresentados os valores dos parâmetros para o período de regulação.

Nesse sentido a ERSE clarifica que os valores dos parâmetros utilizados no cálculo das tarifas para o ano gás 2007-2008 se mantêm inalterados durante este primeiro período de regulação de 2007-2008 a 2009-2010, como a seguir se indica:

	Ano gás 2008-2009	Ano gás 2009-2010
Actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Taxa de remuneração do activo fixo, em vigor no ano <math>n</math>, em percentagem</li> </ul>	8%	8%
<ul style="list-style-type: none"> <li>Taxa de actualização das quantidades de gás natural, em vigor no ano <math>t</math>, até final do período <math>N</math></li> </ul>	15%	15%
Actividade de Transporte de gás natural		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Taxa de remuneração do activo fixo, em vigor no ano <math>n</math>, em percentagem</li> </ul>	8%	8%
<ul style="list-style-type: none"> <li>Taxa de actualização das quantidades de gás natural, em vigor no ano <math>t</math>, até final do período <math>N</math></li> </ul>	11%	11%

Conforme previsto no Regulamento Tarifário, após o primeiro período de regulação e tendo sempre presente o princípio da estabilidade, a progressiva melhoria da informação prestada ao regulador pode conduzir a alterações nestes parâmetros de regulação.

O advento do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGÁS), conjugado com a abertura dos mercados, o inerente aumento da competitividade, bem como a harmonização dos sistemas de regulação dos dois países, pode vir a constituir um factor indutor da introdução de factores de eficiência na regulação.

### **C e D – Custo com capital e Taxas de remuneração para as várias actividades**

O Conselho Tarifário recomenda a actualização do estudo, de Setembro de 2006, relativo ao custo com capital.

No estudo desenvolvido a ERSE teve presente que o mercado de gás natural em Portugal não se encontra totalmente consolidado, pelo que considerou como intervalo para o beta das actividades reguladas de gás natural em Portugal, não só o resultante de um *benchmark* com empresas espanholas do mesmo sector, como também um beta médio do conjunto das empresas cotadas em bolsa, para reduzir o efeito da menor maturidade das empresas portuguesas.

Face aos poucos dados disponíveis, não foi possível definir em separado o custo de capital para cada uma das actividades reguladas, facto que se espera venha a ser ultrapassado na definição do custo de capital para o próximo período regulatório.

### **E – Distribuição e perdas do sistema**

A ERSE considerou a recomendação do CT tendo enviado, no passado dia 14 de Maio, uma carta aos operadores das redes de distribuição de gás natural solicitando-lhes uma proposta fundamentada para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Sendo de prever que o processo de definição desses valores não seja compatível com os prazos apertados exigidos pelo processo de fixação de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2007-2008, optou-se por fazer publicar os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição de gás natural em separado.

### **F – Investimento em curso**

Toda a actividade empresarial deve ser realizada num quadro de uma gestão eficiente, a qual se reflecte nas decisões de investimento que melhor se adequem aos objectivos estratégicos de cada empresa., pelo que no seu planeamento devem prevalecer critérios de eficiência e não somente financeiros.

A ERSE não entende a posição do Conselho Tarifário ao defender que o critério chave de decisão dos projectos de investimento a efectuar pelas empresas reguladas, detentoras de uma concessão para exploração de infra-estruturas de gás natural, em regime de serviço público, atribuídas pelo Estado Português, se paute por razões de menor tempo de construção (maior rapidez de entrada em exploração) e não por razões técnicas e económicas que conduzem à selecção dos melhores investimentos. Obviamente, para a ERSE, serão estes últimos os critérios que nortearão a sua apreciação dos investimentos submetidos pelas empresas para constarem da base de activos aceite para regulação.

A ERSE considera que os investimentos só são passíveis de remuneração à taxa do custo do capital a partir do momento em que entram em exploração, ou seja, quando esses investimentos passam a poder ser utilizados na prestação de serviços a clientes gerando, assim, proveitos para as empresas; até essa altura, a ERSE aceita que a empresa imobilize unicamente os custos em que incorre quer sejam operacionais, quer sejam financeiros.

Assim, o facto da remuneração do capital apenas contemplar o imobilizado fixo deve ser visto, por um lado, como um incentivo à empresa para concluir os seus projectos dentro de prazos adequados, de modo a poder ser ressarcida do investimento que efectuou, e, por outro lado, deve servir também como factor de racionalidade para a decisão de investimento, desencorajando a realização de projectos sem o devido amadurecimento e integração nos objectivos traçados no âmbito do desenvolvimento económico da actividade.

#### **G – Armazenamento e susceptibilidade de gerar desvios tarifários**

A ERSE concorda com o comentário do Conselho Tarifário quando afirma ser difícil de antecipar o perfil de utilização do armazenamento subterrâneo ao longo do ano. Com efeito, uma boa parte da capacidade das instalações só muito recentemente começou a estar operacional o que torna difícil obter um registo histórico da utilização desta infra-estrutura. Aliás, esta foi a justificação da ERSE no documento de proposta de tarifas para o ano gás 2007/2008 para a não determinação dos períodos tarifários previstos no Regulamento Tarifário para esta infra-estrutura.

Convém no entanto referir que a propósito da determinação da estrutura desta tarifa as empresas reguladas, nomeadamente no que diz respeito aos termos tarifários de energia injectada e extraída, fizeram notar que muito provavelmente a capacidade de armazenamento subterrâneo disponível seria, quase na totalidade, utilizada para armazenamento estratégico.

O armazenamento estratégico, que está previsto na legislação do sector, dada a sua natureza, conduz a perfis de utilização estáveis numa lógica de segurança de abastecimento de médio prazo. Assim, os perfis de utilização desta infra-estrutura deverão ser tão ou mais previsíveis que os dos restantes elementos da RNTIAT.

No entanto, caso se justifique, a ERSE está sempre disponível para adaptar a estrutura das tarifas com vista a reflectir os custos associados às diferentes actividades procurando sempre transmitir os sinais preço mais eficientes para os utilizadores. Importa contudo referir, que alterações à estrutura das tarifas devem estar assentes em estudos que as suportem, nomeadamente, através da consideração de perfis de utilização.

#### **H – Tarifa de armazenamento da Transgás Armazenagem**

A ERSE concorda com o comentário do Conselho Tarifário, sendo os proveitos permitidos da Transgás Armazenagem alterados em consonância, passando de 1,906 milhões de euros para 1,963 milhões de euros.