



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**TARIFAS E PREÇOS DE
GÁS NATURAL PARA O
ANO GÁS DE 2008-2009**

Junho 2008

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

ÍNDICE

| | | |
|----------|---|-----------|
| 0 | SUMÁRIO EXECUTIVO | 1 |
| 1 | INTRODUÇÃO | 21 |
| 2 | ENQUADRAMENTO ECONÓMICO | 23 |
| 2.1 | Contexto internacional | 23 |
| 2.2 | Portugal..... | 24 |
| 2.2.1 | Crescimento económico em 2007..... | 24 |
| 2.2.2 | Previsões económicas | 25 |
| 3 | PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE | 27 |
| 3.1 | Pressupostos considerados | 27 |
| 3.1.1 | Taxa de inflação | 27 |
| 3.1.1 | Taxa de remuneração dos activos regulados | 29 |
| 3.1.2 | Taxa de actualização do custo com capital | 30 |
| 3.1.3 | Impactes da Lei n.º 12/2008..... | 31 |
| 3.1.4 | Margem de Comercialização..... | 32 |
| 3.1.4.1 | Diferencial médio a aplicar às necessidades de financiamento..... | 32 |
| 3.1.4.2 | Taxa de juro EURIBOR | 33 |
| 3.1.5 | Balanço de gás natural..... | 33 |
| 3.1.6 | Compensações estabelecidas nos contratos de concessão | 37 |
| 3.1.7 | Preço médio de aquisição de gás natural | 38 |
| 3.2 | Balanço de gás natural | 38 |
| 3.3 | Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL..... | 41 |
| 3.3.1 | Actividade | 41 |
| 3.3.2 | Pressupostos..... | 42 |
| 3.3.3 | Informação enviada..... | 42 |
| 3.3.4 | Actividade Regulada | 43 |
| 3.3.4.1 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos | 44 |
| 3.3.4.2 | Função de recepção de GNL..... | 45 |
| 3.3.4.3 | Função de Armazenamento de GNL | 52 |
| 3.3.4.4 | Função de Regaseificação de GNL | 60 |
| 3.3.4.5 | Proveitos permitidos à REN Atlântico..... | 69 |
| 3.4 | Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural..... | 79 |
| 3.4.1 | Actividade | 79 |
| 3.4.2 | Pressupostos..... | 80 |
| 3.4.3 | Informação recebida..... | 80 |
| 3.4.4 | Actividades reguladas | 81 |
| 3.4.4.1 | Actividade de Transporte de gás natural | 82 |
| 3.4.4.2 | Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema..... | 84 |
| 3.4.4.3 | Actividade de Transporte de gás natural | 92 |
| 3.4.4.4 | Actividade de Acesso à RNTGN..... | 101 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 3.5 | Actividades desenvolvidas pelas entidades concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural | 109 |
| 3.5.1 | REN Armazenagem, S.A..... | 109 |
| 3.5.1.1 | Enquadramento legislativo da actividade | 109 |
| 3.5.1.2 | Informação enviada | 110 |
| 3.5.1.3 | Custos de exploração e base de activos | 110 |
| 3.5.1.4 | Proveitos da REN Armazenagem | 116 |
| 3.5.2 | Transgás Armazenagem, S.A. | 118 |
| 3.5.2.1 | Actividade desenvolvida pela Transgás Armazenagem, S.A..... | 118 |
| 3.6 | Actividade desenvolvida pelos operadores das redes de distribuição e dos operadores de comercialização de último recurso..... | 127 |
| 3.6.1 | Considerações gerais..... | 127 |
| 3.6.2 | Informação enviada..... | 128 |
| 3.6.3 | Proveitos Permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 129 |
| 3.6.3.1 | Custos com capital com e sem alisamento..... | 130 |
| 3.6.3.2 | Metodologia de apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 131 |
| 3.6.3.3 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 131 |
| 3.6.3.4 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição | 132 |
| 3.6.4 | Actividade de Comercialização de gás natural | 132 |
| 3.6.4.1 | Metodologia de apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 133 |
| 3.6.4.2 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 134 |
| 3.6.4.3 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 134 |
| 3.6.4.4 | Proveitos da função de Comercialização..... | 135 |
| 3.6.5 | Metodologia de aceitação de custos de exploração para o ano gás 2008-2009..... | 135 |
| 3.6.6 | Cenários considerados no cálculo dos proveitos permitidos | 148 |
| 3.7 | Actividades desenvolvidas pela Beiragás – Companhia de Gás das Beiras, S.A. | 148 |
| 3.7.1 | Actividade | 148 |
| 3.7.2 | Análise dos custos de exploração..... | 149 |
| 3.7.2.1 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 153 |
| 3.7.2.2 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 153 |
| 3.7.2.3 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 154 |
| 3.7.2.4 | Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | 155 |
| 3.7.2.5 | Proveitos permitidos à actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Beiragás | 159 |
| 3.7.2.6 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 160 |
| 3.7.2.7 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 161 |
| 3.7.2.8 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 161 |
| 3.7.2.9 | Proveitos da função de Comercialização de Gás Natural..... | 163 |
| 3.8 | Actividades desenvolvidas pela Dianagás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A. | 165 |
| 3.8.1 | Actividade | 165 |
| 3.8.2 | Análise dos custos operacionais | 166 |

| | | |
|----------|--|-----|
| 3.8.3 | Proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e RNDGN..... | 171 |
| 3.8.3.1 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 171 |
| 3.8.3.2 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte | 172 |
| 3.8.3.3 | Proveitos da actividade de distribuição de gás natural | 173 |
| 3.8.3.4 | Proveitos permitidos à actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Dianagás | 178 |
| 3.8.4 | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural..... | 179 |
| 3.8.4.1 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 180 |
| 3.8.4.2 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 180 |
| 3.8.4.3 | Proveitos da função de Comercialização de Gás Natural..... | 181 |
| 3.8.4.4 | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 182 |
| 3.9 | Actividades desenvolvidas pela Dourogás – Companhia Produtora e Distribuidora de Gás, S.A..... | 183 |
| 3.9.1 | Actividade | 183 |
| 3.9.2 | Análise dos custos de exploração..... | 184 |
| 3.9.3 | Análise da Evolução dos Custos Operacionais Apresentados pela Dourogás | 185 |
| 3.9.4 | Proveitos permitidos..... | 188 |
| 3.9.4.1 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 188 |
| 3.9.4.2 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 189 |
| 3.9.4.3 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição | 189 |
| 3.9.4.4 | Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | 190 |
| 3.9.4.5 | Proveitos permitidos à actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Dourogás..... | 196 |
| 3.9.5 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 197 |
| 3.9.5.1 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 197 |
| 3.9.5.2 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 198 |
| 3.9.5.3 | Proveitos da função de Comercialização de Gás Natural..... | 199 |
| 3.9.5.4 | Proveitos permitidos à actividade de Comercialização de gás natural | 202 |
| 3.10 | Actividades desenvolvidas pela Duriesengás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A. | 203 |
| 3.10.1 | Actividade | 203 |
| 3.10.2 | Custos operacionais..... | 204 |
| 3.10.2.1 | Análise da Evolução dos Custos Operacionais | 204 |
| 3.10.2.2 | Análise da evolução dos custos unitários..... | 207 |
| 3.10.3 | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 208 |
| 3.10.3.1 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 209 |
| 3.10.3.2 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte | 209 |
| 3.10.3.3 | Proveitos permitidos da actividade de distribuição de gás natural..... | 211 |
| 3.10.3.4 | Proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN | 216 |
| 3.10.4 | Proveitos permitidos da actividade de comercialização de gás natural | 219 |
| 3.10.4.1 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 219 |
| 3.10.4.2 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN | 220 |
| 3.10.4.3 | Proveitos da função de Comercialização de gás natural | 221 |
| 3.10.4.4 | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 222 |

| | | |
|----------|--|-----|
| 3.11 | Actividades desenvolvidas pelas LisboaGás GDL – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A. | 223 |
| 3.11.1 | Análise dos custos de exploração..... | 223 |
| 3.11.1.1 | Considerações gerais | 223 |
| 3.11.1.2 | Análise da evolução dos custos operacionais | 224 |
| 3.11.1.3 | Evolução dos custos de exploração | 230 |
| 3.11.2 | Lisboagás GDL – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A. | 231 |
| 3.11.2.1 | Actividade | 231 |
| 3.11.2.2 | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 232 |
| 3.11.2.3 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 233 |
| 3.11.2.4 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 233 |
| 3.11.2.5 | Proveitos da actividade de Distribuição de Gás Natural | 234 |
| 3.11.2.6 | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 237 |
| 3.11.3 | Lisboagás Comercialização, S.A. | 238 |
| 3.11.3.1 | Actividade | 238 |
| 3.11.3.2 | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Gás Natural..... | 238 |
| 3.11.3.3 | Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Gás Natural..... | 239 |
| 3.11.3.4 | Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN | 240 |
| 3.11.3.5 | Proveitos permitidos da função de Comercialização de Gás Natural | 241 |
| 3.11.3.6 | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Gás Natural..... | 242 |
| 3.12 | Actividades desenvolvidas pelas Lusitaniagás – Companhia de Gás do Centro, S.A. e Lusitaniagás Comercialização, S.A..... | 244 |
| 3.12.1 | Análise dos custos de exploração..... | 244 |
| 3.12.2 | Lusitaniagás – Companhia de Gás do Centro, S.A. | 250 |
| 3.12.2.1 | Actividade | 250 |
| 3.12.2.2 | Proveitos Permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 251 |
| 3.12.2.3 | Proveitos permitidos à actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Lusitaniagás Distribuição..... | 257 |
| 3.12.3 | Lusitaniagás Comercialização, S.A..... | 258 |
| 3.12.3.1 | Actividade | 258 |
| 3.12.3.2 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 259 |
| 3.12.3.3 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 259 |
| 3.12.3.4 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 260 |
| 3.12.3.5 | Proveitos da função de Comercialização de Gás Natural..... | 260 |
| 3.13 | Actividades desenvolvidas pela Medigás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A. | 263 |
| 3.13.1 | Breve enquadramento..... | 263 |
| 3.13.2 | Análise dos custos de exploração..... | 265 |
| 3.13.3 | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 271 |
| 3.13.3.1 | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte | 272 |
| 3.13.3.2 | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural..... | 274 |
| 3.13.3.3 | Valor apurado para os proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 280 |
| 3.13.4 | Proveitos da actividade de comercialização de gás natural | 281 |
| 3.13.4.1 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN | 281 |
| 3.13.4.2 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 282 |

| | | |
|-------------|---|------------|
| 3.13.4.3 | Proveitos da função de Comercialização de gás natural | 283 |
| 3.13.4.4 | Valor apurado para os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural..... | 283 |
| 3.14 | Actividades desenvolvidas pela Paxgás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A. | 284 |
| 3.14.1 | Actividade | 284 |
| 3.14.2 | Análise dos custos de exploração..... | 285 |
| 3.14.3 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 288 |
| 3.14.3.1 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 289 |
| 3.14.3.2 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição | 290 |
| 3.14.3.3 | Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | 291 |
| 3.14.3.4 | Proveitos permitidos à actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Paxgás | 296 |
| 3.14.4 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 297 |
| 3.14.4.1 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 297 |
| 3.14.4.2 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 298 |
| 3.14.4.3 | Proveitos da função de Comercialização de Gás Natural..... | 299 |
| 3.14.4.4 | Proveitos permitidos à actividade de Comercialização de gás natural | 300 |
| 3.15 | Actividades desenvolvidas pelas Portgás – Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A. e Portgás, S.A..... | 301 |
| 3.15.1 | Análise dos custos de exploração..... | 302 |
| 3.15.2 | Portgás – Sociedade de Produção e Distribuição, S.A..... | 305 |
| 3.15.2.1 | Actividade | 305 |
| 3.15.2.2 | Proveitos Permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 305 |
| 3.15.3 | Portgás – Serviço Universal, S.A. | 313 |
| 3.15.3.1 | Actividade | 313 |
| 3.15.3.2 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 314 |
| 3.15.3.3 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 314 |
| 3.15.3.4 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 315 |
| 3.15.3.5 | Proveitos da função de Comercialização de Gás Natural..... | 316 |
| 3.16 | Actividades desenvolvidas pela Setgás – Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A. e pela Setgás Comercialização, S.A. | 319 |
| 3.16.1 | Análise dos custos de exploração..... | 319 |
| 3.16.2 | Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A..... | 324 |
| 3.16.2.1 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 325 |
| 3.16.2.2 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 325 |
| 3.16.2.3 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 326 |
| 3.16.2.4 | Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | 327 |
| 3.16.2.5 | Proveitos permitidos à actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Setgás | 331 |
| 3.16.3 | Setgás Comercialização, S.A..... | 332 |
| 3.16.3.1 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 332 |
| 3.16.3.2 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 332 |

| | | |
|-------------|---|------------|
| 3.16.3.3 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 333 |
| 3.16.3.4 | Proveitos da função de Comercialização de gás natural | 335 |
| 3.17 | Actividades desenvolvidas pela Tagusgás – Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A. | 337 |
| 3.17.1 | Actividade | 337 |
| 3.17.2 | Análise dos custos de exploração..... | 338 |
| 3.17.2.1 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 341 |
| 3.17.2.2 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 342 |
| 3.17.2.3 | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 342 |
| 3.17.2.4 | Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | 344 |
| 3.17.2.5 | Proveitos permitidos à actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Tagusgás..... | 348 |
| 3.17.2.6 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural | 350 |
| 3.17.2.7 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 350 |
| 3.17.2.8 | Proveitos da função de Comercialização de gás natural | 352 |
| 3.17.2.9 | Proveitos permitidos à actividade de Comercialização de gás natural | 353 |
| 3.18 | Actividade desenvolvida pela Transgás, S.A. | 354 |
| 3.18.1 | Actividade | 354 |
| 3.18.1.1 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso | 355 |
| 3.18.1.2 | Metodologia de Apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes | 357 |
| 3.18.1.3 | Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes | 357 |
| 3.18.1.4 | Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes | 358 |
| 3.18.1.5 | Proveitos da função de Comercialização de Gás Natural a grandes clientes..... | 360 |
| 3.19 | Proveitos Permitidos para o ano gás 2008-2009 | 363 |
| 3.19.1 | Proveitos permitidos..... | 363 |
| 3.19.2 | Compensações entre empresas | 367 |
| 4 | TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2008-2009 | 369 |
| 4.1 | Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito | 369 |
| 4.1.1 | Preços da parcela de Recepção de GNL..... | 369 |
| 4.1.2 | Preços da parcela de Armazenamento de GNL | 370 |
| 4.1.3 | Preços da parcela de regaseificação de GNL..... | 370 |
| 4.1.4 | Síntese dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL | 372 |
| 4.2 | Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo | 374 |
| 4.3 | Tarifas por actividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural | 376 |
| 4.3.1 | Tarifa de Uso Global do Sistema | 376 |
| 4.3.2 | Tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 377 |
| 4.4 | Tarifas por actividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural | 380 |
| 4.4.1 | Tarifa de Uso Global do Sistema | 380 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 4.4.2 | Tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 380 |
| 4.4.3 | Tarifas de Uso das Redes de Distribuição..... | 383 |
| 4.4.3.1 | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP..... | 386 |
| 4.4.3.2 | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >..... | 387 |
| 4.4.3.3 | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <..... | 387 |
| 4.5 | Tarifas por actividade do Comercializador de Último Recurso Grossista..... | 387 |
| 4.5.1 | Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso..... | 387 |
| 4.5.2 | Tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes..... | 388 |
| 4.5.3 | Tarifa de Comercialização da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes..... | 389 |
| 4.6 | Tarifas por actividade dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas..... | 389 |
| 4.6.1 | Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas..... | 389 |
| 4.6.2 | Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas..... | 390 |
| 4.7 | Tarifas de venda a Clientes Finais de gás natural..... | 391 |
| 4.7.1 | Aditividade Tarifária..... | 391 |
| 4.7.2 | Tarifas a vigorar no ano gás 2008-2009..... | 392 |
| 4.7.2.1 | Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista..... | 392 |
| 4.7.2.2 | Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas..... | 393 |
| 4.8 | Tarifas de Acesso às Redes..... | 400 |
| 4.8.1 | Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte..... | 400 |
| 4.8.2 | Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição..... | 401 |
| 5 | FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS..... | 403 |
| 5.1 | Proposta da REN Gasodutos para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT..... | 403 |
| 5.1.1 | Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN..... | 404 |
| 5.1.2 | Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL..... | 406 |
| 5.1.3 | Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo..... | 407 |
| 5.1.3.1 | Autoconsumos no processo de injeção..... | 408 |
| 5.1.3.2 | Autoconsumos no processo de extracção..... | 410 |
| 5.1.3.3 | Autoconsumos em “Stand-by”..... | 412 |
| 5.1.3.4 | Purgas de GN..... | 412 |
| 5.1.3.5 | Proposta da REN Gasodutos, na sua qualidade de gestor técnicos do SNGN..... | 413 |
| 5.1.4 | Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição..... | 413 |
| 5.2 | Análise da proposta da REN Gasodutos..... | 414 |
| 5.2.1 | Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN..... | 414 |
| 5.2.2 | Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL..... | 415 |
| 5.2.3 | Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo..... | 415 |
| 5.3 | Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.... | 416 |
| 5.4 | Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN..... | 417 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 6 | PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2008-2009 | 419 |
| 6.1 | Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais | 419 |
| 6.1.1 | Enquadramento Regulamentar | 419 |
| 6.2 | Propostas apresentadas pelas empresas reguladas | 421 |
| 6.3 | Proposta da ERSE para os valores a vigorar no ano gás 2008-2009 | 421 |
| 6.3.1 | Preços de leitura extraordinária | 421 |
| 6.3.2 | Quantia mínima a pagar em caso de mora | 422 |
| 6.3.3 | Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural..... | 422 |
| 7 | ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS..... | 423 |
| 7.1 | Impacte no Preço Médio das Tarifas por Actividade..... | 423 |
| 7.1.1 | Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito | 424 |
| 7.1.2 | Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo | 425 |
| 7.1.3 | Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte..... | 426 |
| 7.1.4 | Tarifas de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte | 427 |
| 7.1.5 | Impacte no Preço Médio das tarifas da RNTIAT..... | 428 |
| 7.2 | Impacte no Preço Médio das Tarifas de Venda a Clientes Finais | 429 |
| 7.2.1 | Fornecimentos Superiores ou iguais a 2 000 000 m ³ | 430 |
| 7.2.2 | Fornecimentos Superiores a 10 000 m ³ e Inferiores a 2 000 000 m ³ | 431 |
| 7.2.3 | Fornecimentos Inferiores ou Iguais a 10 000 m ³ | 432 |
| 7.2.4 | Estrutura do Preço Médio das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso e do Comercializador Grossista em 2008-2009 | 433 |
| 7.3 | Comparação de Preços entre Portugal e Espanha..... | 434 |
| 7.3.1 | Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito | 435 |
| 7.3.2 | Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo | 438 |
| 7.3.3 | Tarifa de Acesso à Rede de Transporte e à Rede de Distribuição..... | 440 |
| 7.3.3.1 | Tarifas de Acesso à Rede de Transporte | 444 |
| 7.3.3.2 | Tarifas de Acesso à Rede de Distribuição..... | 446 |
| | ANEXOS | 449 |
| | ANEXO I SIGLAS | 451 |
| | ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES | 455 |
| | ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2008-2009” | 459 |
| | ANEXO IV COMENTÁRIOS AO “PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2008-2009” | 477 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 0-1 - Decomposição da tarifa de Acesso às Redes (tarifa regulada) e da tarifa de Venda a Clientes dos comercializadores de mercado (tarifa não regulada)..... | 4 |
| Figura 0-2 - Decomposição da tarifa de Acesso às Redes (tarifa regulada) e da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso (tarifa regulada)..... | 5 |
| Figura 0-3 - Mapa com as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão para fornecimentos inferiores a 10 000 m ³ entre 2007-2008 e 2008-2009..... | 8 |
| Figura 0-4 - Comparação da facturação de gás natural de consumidores típicos em baixa pressão com consumos inferiores a 10 000 m ³ | 10 |
| Figura 0-5 - Representatividade dos escalões de consumo aplicáveis aos consumidores tipo..... | 11 |
| Figura 0-6 - Decomposição dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais pelas várias actividades da cadeia de valor do sector do gás natural..... | 13 |
| Figura 0-7 - Fluxos de energia do sector do gás natural..... | 18 |
| Figura 2-1 - Evolução do PIB, em termos reais..... | 23 |
| Figura 2-2 - Decomposição do crescimento económico em 2006 e 2007..... | 24 |
| Figura 3-1 - Proveitos permitidos..... | 46 |
| Figura 3-2 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Recepção de GNL..... | 47 |
| Figura 3-3 - Custos com FSE por natureza para a função de Recepção de GNL..... | 48 |
| Figura 3-4 - Custos com pessoal da função de Recepção de GNL..... | 49 |
| Figura 3-5 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Recepção de GNL..... | 50 |
| Figura 3-6 - Custo com capital no período da concessão para a função de Recepção de GNL..... | 52 |
| Figura 3-7 - Proveitos permitidos na função de Armazenamento de GNL..... | 53 |
| Figura 3-8 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Armazenamento de GNL..... | 55 |
| Figura 3-9 - Custos com FSE por natureza para a função de Armazenamento de GNL..... | 56 |
| Figura 3-10 - Custos com pessoal da função de Armazenamento de GNL..... | 57 |
| Figura 3-11 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Armazenamento de GNL..... | 58 |
| Figura 3-12 - Custo com capital no período da concessão para a função de Armazenamento de GNL..... | 59 |
| Figura 3-13 - Proveitos permitidos na função de Regaseificação de GNL..... | 61 |
| Figura 3-14 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Regaseificação de GNL ^(a) | 62 |
| Figura 3-15 - Custos com FSE por natureza para a função de Regaseificação de GNL ^(a) | 64 |
| Figura 3-16 - Custos com pessoal da função de Regaseificação de GNL ^(a) | 65 |
| Figura 3-17 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da função de Regaseificação de GNL..... | 66 |
| Figura 3-18 - Imobilizado líquido de amortizações e participações afecto às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisternas..... | 66 |
| Figura 3-19 - Custo com capital no período da concessão para a função de Regaseificação de GNL..... | 69 |
| Figura 3-20 - Desagregação dos proveitos permitidos para cada cenário na REN Atlântico..... | 71 |

| | |
|--|-----|
| Figura 3-21 - Custos de exploração da REN Atlântico por função e natureza | 72 |
| Figura 3-22 - Repartição percentual dos custos de exploração da REN Atlântico | 73 |
| Figura 3-23 - Custos com FSE por natureza para a REN Atlântico..... | 74 |
| Figura 3-24 - Custos com pessoal da REN Atlântico..... | 75 |
| Figura 3-25 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Atlântico..... | 76 |
| Figura 3-26 - Investimentos a efectuar pela REN Atlântico por função | 77 |
| Figura 3-27 - Custo com capital no período da concessão para a REN Atlântico..... | 78 |
| Figura 3-28 - Proveitos permitidos | 86 |
| Figura 3-29 - Repartição percentual dos custos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema..... | 88 |
| Figura 3-30 - Custos com FSE por natureza para a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema..... | 89 |
| Figura 3-31 - Custos com pessoal da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema | 90 |
| Figura 3-32 - Evolução do investimento..... | 92 |
| Figura 3-33 - Proveitos permitidos na actividade de Transporte de gás natural | 94 |
| Figura 3-34 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Transporte de gás natural..... | 95 |
| Figura 3-35 - Custos com FSE por natureza para a actividade de Transporte de gás natural | 96 |
| Figura 3-36 - Custos com pessoal da actividade de Transporte de gás natural..... | 98 |
| Figura 3-37 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Transporte de gás natural..... | 98 |
| Figura 3-38 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da actividade de Transporte de gás natural | 99 |
| Figura 3-39 - Evolução do investimento..... | 101 |
| Figura 3-40 - Activo a remunerar da actividade de Acesso à RNTGN | 103 |
| Figura 3-41 - Previsão do investimento acumulado nos dois primeiros anos da concessão | 105 |
| Figura 3-42 - Investimentos na Rede de Transporte de gás natural..... | 106 |
| Figura 3-43 - Decomposição do acréscimo de investimento por naturezas de custos | 108 |
| Figura 3-44 - Decomposição dos custos de exploração | 111 |
| Figura 3-45 - Decomposição da rubrica fornecimentos e serviços externos, no 2ºano gás..... | 112 |
| Figura 3-46 - Custos com pessoal, no 2º ano gás | 113 |
| Figura 3-47 - Valor do imobilizado bruto relativo a cavernas, no final do ano gás 2008-2009..... | 114 |
| Figura 3-48 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem..... | 117 |
| Figura 3-49 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem, via facturação e transferência através da Transgás Armazenagem | 118 |
| Figura 3-50 - Decomposição dos montantes previstos facturar pela Transgás Armazenagem..... | 124 |
| Figura 3-51 - Repartição dos proveitos por rubricas..... | 125 |
| Figura 3-52 - Estrutura dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem..... | 125 |
| Figura 3-53 - Rendibilidade da Transgás Armazenagem, SA..... | 127 |
| Figura 3-54 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face ao número de clientes, 2006..... | 139 |

| | |
|---|-----|
| Figura 3-55 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face ao número de clientes, 2007..... | 139 |
| Figura 3-56 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face ao número de clientes, previsto ano gás 2008-2009..... | 140 |
| Figura 3-57 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face à energia distribuída, 2006 | 141 |
| Figura 3-58 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face à energia distribuída, 2007 | 141 |
| Figura 3-59 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face à energia distribuída, ano gás 2008-2009..... | 142 |
| Figura 3-60 - Comparação modelos custos por clientes, 2006, 2007 e ano gás 2008-2009 (preços ano gás 2008-2009) | 143 |
| Figura 3-61 - Crescimento das vendas nos últimos três anos e nº de clientes distribuídos face aos objectivos propostos na concessão (ano de referência 2006)..... | 144 |
| Figura 3-62 - Custos de exploração das actividades de Distribuição e de Comercialização para o ano gás 2008-2009 Clientes - Base 2007 | 147 |
| Figura 3-63 - Evolução dos custos de exploração..... | 151 |
| Figura 3-64 - Proveitos permitidos | 155 |
| Figura 3-65 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural..... | 156 |
| Figura 3-66 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural | 157 |
| Figura 3-67 - Evolução do investimento..... | 157 |
| Figura 3-68 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural..... | 158 |
| Figura 3-69 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN..... | 162 |
| Figura 3-70 - Evolução da estrutura dos custos operacionais..... | 168 |
| Figura 3-71 - Proveitos a recuperar através da aplicação das tarifas de UGS e URT | 173 |
| Figura 3-72 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural..... | 174 |
| Figura 3-73 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural | 175 |
| Figura 3-74 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 176 |
| Figura 3-75 - Custo com capital da actividade de Distribuição de gás natural da Dianagás no período da licença | 177 |
| Figura 3-76 - Evolução da estrutura percentual dos custos operacionais | 186 |
| Figura 3-77 - Evolução da estrutura percentual dos custos operacionais | 187 |
| Figura 3-78 - Proveitos a recuperar | 190 |
| Figura 3-79 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural..... | 191 |
| Figura 3-80 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural | 193 |
| Figura 3-81 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 193 |
| Figura 3-82 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural..... | 195 |
| Figura 3-83 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 199 |
| Figura 3-84 - Estrutura dos custos operacionais | 206 |

| | |
|--|-----|
| Figura 3-85 - Evolução dos custos por cliente | 208 |
| Figura 3-86 - Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de UGS e URT | 210 |
| Figura 3-87 - Peso das diferentes rubricas dos custos de exploração | 212 |
| Figura 3-88 - Evolução do imobilizado líquido de participações | 213 |
| Figura 3-89 - Evolução dos investimentos ao longo do período das licenças de exploração | 214 |
| Figura 3-90 - Custo com capital ao longo do período das licenças de exploração | 215 |
| Figura 3-91 - Estrutura dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural..... | 216 |
| Figura 3-92 - Evolução da estrutura dos custos operacionais..... | 229 |
| Figura 3-93 - Evolução dos custos de exploração | 231 |
| Figura 3-94 - Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de UGS e URT | 234 |
| Figura 3-95 - Imobilizado líquido de amortizações e de subsídios da actividade de Distribuição de gás natural | 235 |
| Figura 3-96 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 236 |
| Figura 3-97 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural | 237 |
| Figura 3-98 - Proveitos permitidos às funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN..... | 241 |
| Figura 3-99 - Evolução dos custos operacionais | 246 |
| Figura 3-100 – Evolução dos custos de exploração | 250 |
| Figura 3-101 - Proveitos a recuperar através da aplicação das tarifas de UGS e URT | 253 |
| Figura 3-102 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural | 254 |
| Figura 3-103 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 255 |
| Figura 3-104 - Custo com capital da actividade de Distribuição de gás natural da Lusitaniagás Distribuição no período da concessão | 256 |
| Figura 3-105 - Peso dos custos controláveis nos custos operacionais totais..... | 267 |
| Figura 3-106 - Peso das diferentes rubricas dos custos operacionais controláveis | 268 |
| Figura 3-107 - Custos de exploração por cliente | 270 |
| Figura 3-108 - Proveitos permitidos | 273 |
| Figura 3-109 - Peso dos custos com capital e dos custos de exploração nos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural..... | 275 |
| Figura 3-110 - Peso das diferentes rubricas dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural | 276 |
| Figura 3-111 - Evolução do imobilizado líquido deduzido de participações | 277 |
| Figura 3-112 - Evolução dos investimentos ao longo do período das licenças de exploração | 278 |
| Figura 3-113 - Peso das diferentes rubricas do imobilizado líquido em exploração no ano gás 2008-2009..... | 279 |
| Figura 3-114 - Evolução do custo com capital | 280 |
| Figura 3-115 - Evolução da estrutura dos custos operacionais | 286 |
| Figura 3-116 - Proveitos a recuperar | 291 |
| Figura 3-117 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural | 292 |

| | |
|---|-----|
| Figura 3-118 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural | 293 |
| Figura 3-119 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 293 |
| Figura 3-120 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural | 295 |
| Figura 3-121 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN..... | 298 |
| Figura 3-122 - Evolução dos custos operacionais | 304 |
| Figura 3-123 - Proveitos a recuperar através da aplicação das tarifas de UGS e URT | 308 |
| Figura 3-124 - Repartição percentual dos custos operacionais da actividade de Distribuição de gás natural | 309 |
| Figura 3-125 – Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural..... | 310 |
| Figura 3-126 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 310 |
| Figura 3-127 - Custo com capital da actividade de Distribuição de gás natural Portugás Distribuição no período da concessão | 311 |
| Figura 3-128 - Estrutura dos custos de exploração | 321 |
| Figura 3-129 - Evolução dos custos de exploração | 323 |
| Figura 3-130 - Proveitos permitidos | 327 |
| Figura 3-131 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural | 328 |
| Figura 3-132 - Evolução do investimento..... | 328 |
| Figura 3-133 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural | 330 |
| Figura 3-134 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN..... | 334 |
| Figura 3-135 - Estrutura dos custos de exploração | 339 |
| Figura 3-136 - Proveitos permitidos | 344 |
| Figura 3-137 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural | 345 |
| Figura 3-138 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural | 346 |
| Figura 3-139 - Evolução do investimento..... | 346 |
| Figura 3-140 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural | 347 |
| Figura 3-141 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN..... | 351 |
| Figura 3-142 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN..... | 359 |
| Figura 3-143 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Comercialização de gás natural a grandes clientes..... | 361 |
| Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL..... | 425 |
| Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo..... | 426 |
| Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte | 427 |
| Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema..... | 428 |

| | |
|--|-----|
| Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da RNTIAT | 429 |
| Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores ou iguais a 2 milhões de m ³ , 2008-2009 | 431 |
| Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 000 000 m ³ , 2008-2009 | 432 |
| Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ , 2008-2009 | 433 |
| Figura 7-9 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008-2009 | 434 |
| Figura 7-10 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008-2009 | 434 |
| Figura 7-11 - Comparação do preço médio de acesso ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (sem penalidade) | 437 |
| Figura 7-12 - 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 2008-2009 | 438 |
| Figura 7-13 - Comparação do preço médio de acesso ao armazenamento subterrâneo entre Portugal e Espanha | 439 |
| Figura 7-14 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, entre Espanha e Portugal no ano gás 2008-2009 | 440 |
| Figura 7-15 - Comparação do preço médio de acesso à rede de transporte entre Portugal e Espanha | 445 |
| Figura 7-16 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso da Rede de Transporte, entre Espanha (cenário ES1) e Portugal no ano gás 2008-2009 | 446 |
| Figura 7-17 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso da Rede de Transporte, entre Espanha (cenário ES2) e Portugal no ano gás 2008-2009 | 446 |
| Figura 7-18 - Comparação do preço de acesso à rede de distribuição entre Portugal e Espanha | 448 |

ÍNDICE DE QUADROS

| | |
|---|----|
| Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais para 2008-2009 | 6 |
| Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso do terminal e de Uso do Armazenamento Subterrâneo entre 2007-2008 e 2008-2009..... | 7 |
| Quadro 0-3 - Pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-2009..... | 14 |
| Quadro 0-4 - Compensações estabelecidas nos novos contratos de concessão para o ano gás 2008-2009..... | 16 |
| Quadro 0-5 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2008-2009 | 17 |
| Quadro 0-6 - Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | 19 |
| Quadro 2-1 - Principais previsões económicas para 2008 e 2009 | 25 |
| Quadro 3-1 - Previsões para o deflator do PIB | 28 |
| Quadro 3-2 - Previsões económicas | 29 |
| Quadro 3-3 – Entradas de gás natural no SNGN | 34 |
| Quadro 3-4 – Quantidades para o Comercializador de último recurso grossista | 35 |
| Quadro 3-5 – Quantidades para o Comercializador de último recurso retalhista | 35 |
| Quadro 3-6 – Quantidades para os clientes do mercado livre..... | 36 |
| Quadro 3-7 - Comparação entre quantidades de gás natural das empresas e da ERSE..... | 36 |
| Quadro 3-8 - Compensações estabelecidas nos contratos de concessão..... | 38 |
| Quadro 3-9 - Consumo de gás natural para 2008-2009 face ao ocorrido em 2007 | 39 |
| Quadro 3-10 - Balanço de gás natural na RNTGN para 2008-2009..... | 40 |
| Quadro 3-11 - Balanço de gás natural na RNDGN para 2008-2009 | 40 |
| Quadro 3-12 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2008-2009 | 41 |
| Quadro 3-13 - Proveitos permitidos para a função de Recepção de GNL | 45 |
| Quadro 3-14 - Custos de Exploração da função de Recepção de GNL..... | 46 |
| Quadro 3-15 - Custos com FSE para a função de Recepção de GNL..... | 48 |
| Quadro 3-16 - Custos com pessoal da função de Recepção de GNL..... | 49 |
| Quadro 3-17 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na função de Recepção de GNL..... | 51 |
| Quadro 3-18 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Recepção de GNL | 51 |
| Quadro 3-19 - Proveitos permitidos para a função de Armazenamento de GNL..... | 53 |
| Quadro 3-20 - Custos de Exploração da função de Armazenamento de GNL..... | 54 |
| Quadro 3-21 - Custos com FSE para a função de Armazenamento de GNL..... | 55 |
| Quadro 3-22 - Custos com pessoal da função de Armazenamento de GNL..... | 57 |
| Quadro 3-23 - Investimento a efectuar ao longo do período da concessão na função de Armazenamento de GNL..... | 58 |
| Quadro 3-24 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Armazenamento de GNL..... | 59 |
| Quadro 3-25 - Proveitos permitidos para a função de Regaseificação de GNL..... | 60 |

| | |
|---|-----|
| Quadro 3-26 - Custos de exploração da função de Regaseificação de GNL ^(a) | 62 |
| Quadro 3-27 - Custos com FSE para a função de Regaseificação de GNL ^(a) | 63 |
| Quadro 3-28 - Custos com pessoal da função de Regaseificação de GNL ^(a) | 64 |
| Quadro 3-29 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na função de Regaseificação de GNL..... | 67 |
| Quadro 3-30 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Regaseificação de GNL..... | 68 |
| Quadro 3-31 - Proveitos permitidos para a REN Atlântico..... | 70 |
| Quadro 3-32 - Desagregação dos proveitos permitidos da REN Atlântico | 70 |
| Quadro 3-33 - Custos de exploração da REN Atlântico..... | 71 |
| Quadro 3-34 - Repartição percentual dos custos de exploração da REN Atlântico | 72 |
| Quadro 3-35 - Custos com FSE para a REN Atlântico | 73 |
| Quadro 3-36 - Custos com FSE por natureza para a REN Atlântico..... | 74 |
| Quadro 3-37 - Custos com pessoal da REN Atlântico | 75 |
| Quadro 3-38 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na REN Atlântico..... | 76 |
| Quadro 3-39 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da REN Atlântico | 77 |
| Quadro 3-40 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Atlântico..... | 78 |
| Quadro 3-41 - Proveitos permitidos para a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema..... | 85 |
| Quadro 3-42 - Custos de Exploração da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema | 87 |
| Quadro 3-43 - Custos com FSE para a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema | 88 |
| Quadro 3-44 - Custos com pessoal da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema | 90 |
| Quadro 3-45 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema..... | 91 |
| Quadro 3-46 - Proveitos permitidos para a actividade de Transporte de gás natural | 93 |
| Quadro 3-47 - Custos de exploração da actividade de Transporte de gás natural | 94 |
| Quadro 3-48 - Custos com FSE para a actividade de Transporte de gás natural | 96 |
| Quadro 3-49 - Custos com pessoal da actividade de Transporte de gás natural..... | 97 |
| Quadro 3-50 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Transporte de gás natural | 100 |
| Quadro 3-51 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN | 102 |
| Quadro 3-52 - Custos de exploração da actividade de Acesso à RNTGN | 102 |
| Quadro 3-53 - Imobilizado líquido e participações da actividade de Acesso à RNTGN | 104 |
| Quadro 3-54 - Investimento na RNTGN por natureza de custos | 107 |
| Quadro 3-55 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Gasodutos | 109 |
| Quadro 3-56 - Variáveis e parâmetros para a definição de proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, da REN Armazenagem | 116 |
| Quadro 3-57 - Desagregação por rubrica dos investimentos nas cavernas da Transgás Armazenagem | 120 |
| Quadro 3-58 - Custos com FSE previstos..... | 122 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 3-59 - Evolução dos custos com FSE sem compensação entre operadores de armazenamento..... | 122 |
| Quadro 3-60 - Comparação cenários proveitos permitidos ano gás 2008-2009 e proveitos permitidos ano gás 2007-2008..... | 123 |
| Quadro 3-61 - Proveitos permitidos ano gás 2008-2009 e decomposição das alterações..... | 124 |
| Quadro 3-62 – Custos com capital da actividade de Distribuição de gás natural com e sem alisamento..... | 131 |
| Quadro 3-63 - Evolução dos custos de exploração..... | 150 |
| Quadro 3-64 - Evolução dos custos de exploração por cliente..... | 151 |
| Quadro 3-65 - Estrutura dos custos de exploração..... | 152 |
| Quadro 3-66 - Detalhe dos FSE..... | 152 |
| Quadro 3-67 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema..... | 154 |
| Quadro 3-68 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 154 |
| Quadro 3-69 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural..... | 155 |
| Quadro 3-70 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural..... | 158 |
| Quadro 3-71 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural..... | 159 |
| Quadro 3-72 – Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Beiragás...160 | |
| Quadro 3-73 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Beiragás..... | 160 |
| Quadro 3-74 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural..... | 161 |
| Quadro 3-75 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 162 |
| Quadro 3-76 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural..... | 163 |
| Quadro 3-77 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 164 |
| Quadro 3-78 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Beiragás..... | 165 |
| Quadro 3-79 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Beiragás..... | 165 |
| Quadro 3-80 - Evolução dos custos operacionais e de exploração..... | 167 |
| Quadro 3-81 - Evolução dos Fornecimentos e serviços externos..... | 169 |
| Quadro 3-82 - Evolução da estrutura dos custos de exploração..... | 170 |
| Quadro 3-83 - Custos de exploração unitários..... | 170 |
| Quadro 3-84 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema..... | 172 |
| Quadro 3-85 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 172 |
| Quadro 3-86 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural..... | 174 |
| Quadro 3-87 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural..... | 177 |
| Quadro 3-88 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural..... | 178 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 3-89 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Dianagás... | 179 |
| Quadro 3-90 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Dianagás..... | 179 |
| Quadro 3-91 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural | 180 |
| Quadro 3-92 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 181 |
| Quadro 3-93 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 182 |
| Quadro 3-94 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Dianagás | 183 |
| Quadro 3-95 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Dianagás..... | 183 |
| Quadro 3-96 - Evolução dos custos operacionais | 186 |
| Quadro 3-97 - Custos operacionais unitários..... | 187 |
| Quadro 3-98 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 189 |
| Quadro 3-99 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 190 |
| Quadro 3-100 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural | 191 |
| Quadro 3-101 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 194 |
| Quadro 3-102 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural | 195 |
| Quadro 3-103 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Dourogás | 196 |
| Quadro 3-104 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Dourogás | 197 |
| Quadro 3-105 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural | 198 |
| Quadro 3-106 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 198 |
| Quadro 3-107 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural | 200 |
| Quadro 3-108 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 201 |
| Quadro 3-109 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 202 |
| Quadro 3-110 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Dourogás.... | 202 |
| Quadro 3-111 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Dourogás | 203 |
| Quadro 3-112 - Evolução dos custos operacionais | 204 |
| Quadro 3-113 - Evolução dos FSE entre 2005 e o ano gás 2008-2009..... | 205 |
| Quadro 3-114 - Evolução do peso dos FSE..... | 205 |
| Quadro 3-115 - Evolução dos custos unitários | 207 |
| Quadro 3-116 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema..... | 209 |
| Quadro 3-117 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte | 210 |
| Quadro 3-118 - Custos com exploração da actividade de distribuição de gás natural..... | 212 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 3-119 - Imobilizado líquido e participações ao investimento..... | 214 |
| Quadro 3-120 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural | 216 |
| Quadro 3-121 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 217 |
| Quadro 3-122 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN | 218 |
| Quadro 3-123 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural..... | 220 |
| Quadro 3-124 - Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN | 221 |
| Quadro 3-125 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural | 222 |
| Quadro 3-126 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 223 |
| Quadro 3-127 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 223 |
| Quadro 3-128 - Evolução dos custos operacionais | 224 |
| Quadro 3-129 - Evolução dos custos operacionais | 227 |
| Quadro 3-130 - Peso dos custos por natureza no total dos custos operacionais..... | 228 |
| Quadro 3-131 - Custos operacionais unitários..... | 230 |
| Quadro 3-132 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 233 |
| Quadro 3-133 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 234 |
| Quadro 3-134 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural | 235 |
| Quadro 3-135 - Imobilizado líquido a remunerar da actividade de Distribuição de gás natural | 236 |
| Quadro 3-136 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 237 |
| Quadro 3-137 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN | 238 |
| Quadro 3-138 - Proveitos permitidos à função de Compra e Venda de gás natural | 239 |
| Quadro 3-139 - Proveitos permitidos à função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 240 |
| Quadro 3-140 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 242 |
| Quadro 3-141 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural | 243 |
| Quadro 3-142 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural | 243 |
| Quadro 3-143 - Evolução dos custos de exploração | 245 |
| Quadro 3-144 - Evolução dos fornecimentos e serviços externos | 247 |
| Quadro 3-145 - Evolução da estrutura dos custos operacionais | 248 |
| Quadro 3-146 - Custos operacionais unitários..... | 249 |
| Quadro 3-147 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 252 |
| Quadro 3-148 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 253 |
| Quadro 3-149 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural..... | 255 |
| Quadro 3-150 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural | 257 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 3-151 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Lusitaniagás Distribuição..... | 257 |
| Quadro 3-152 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Lusitaniagás Distribuição..... | 258 |
| Quadro 3-153 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural..... | 259 |
| Quadro 3-154 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 260 |
| Quadro 3-155 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 261 |
| Quadro 3-156 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Lusitaniagás CUR..... | 262 |
| Quadro 3-157 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Lusitaniagás CUR..... | 263 |
| Quadro 3-158 - Custos operacionais..... | 266 |
| Quadro 3-159 - Fornecimentos e Serviços Externos..... | 269 |
| Quadro 3-160 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema..... | 272 |
| Quadro 3-161 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 273 |
| Quadro 3-162 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural..... | 274 |
| Quadro 3-163 - Custos com exploração desagregados da actividade de Distribuição de gás natural..... | 275 |
| Quadro 3-164 - Impactes nos Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Medigás..... | 280 |
| Quadro 3-165 - Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN da Medigás..... | 282 |
| Quadro 3-166 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás..... | 282 |
| Quadro 3-167 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural..... | 283 |
| Quadro 3-168 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 284 |
| Quadro 3-169 - Evolução dos custos operacionais..... | 285 |
| Quadro 3-170 - Custos operacionais unitários..... | 287 |
| Quadro 3-171 - Estrutura dos custos de exploração..... | 287 |
| Quadro 3-172 - Detalhes dos FSE..... | 288 |
| Quadro 3-173 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema..... | 289 |
| Quadro 3-174 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 290 |
| Quadro 3-175 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural..... | 291 |
| Quadro 3-176 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural..... | 294 |
| Quadro 3-177 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural..... | 295 |
| Quadro 3-178 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Paxgás..... | 296 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 3-179 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Paxgás | 296 |
| Quadro 3-180 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural | 297 |
| Quadro 3-181 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 298 |
| Quadro 3-182 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural | 299 |
| Quadro 3-183 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 300 |
| Quadro 3-184 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Paxgás | 301 |
| Quadro 3-185 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Paxgás | 301 |
| Quadro 3-186 - Evolução dos custos operacionais | 302 |
| Quadro 3-187 - Evolução da estrutura dos custos operacionais da Portgás..... | 303 |
| Quadro 3-188 - Custos operacionais unitários..... | 305 |
| Quadro 3-189 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema..... | 307 |
| Quadro 3-190 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte | 307 |
| Quadro 3-191 - Custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural | 308 |
| Quadro 3-192 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 311 |
| Quadro 3-193 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural | 312 |
| Quadro 3-194 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Portgás Distribuição..... | 313 |
| Quadro 3-195 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Portgás Distribuição.... | 313 |
| Quadro 3-196 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural | 315 |
| Quadro 3-197 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 316 |
| Quadro 3-198 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural | 316 |
| Quadro 3-199 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 317 |
| Quadro 3-200 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Portgás CUR..... | 318 |
| Quadro 3-201 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Portgás CUR..... | 318 |
| Quadro 3-202 - Evolução dos custos de exploração | 320 |
| Quadro 3-203 - Custos de exploração unitários | 321 |
| Quadro 3-204 - Estrutura dos custos de exploração | 322 |
| Quadro 3-205 - Detalhe dos FSE..... | 322 |
| Quadro 3-206 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 326 |
| Quadro 3-207 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 326 |

| | |
|---|-----|
| Quadro 3-208 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 329 |
| Quadro 3-209 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural | 330 |
| Quadro 3-210 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Setgás..... | 331 |
| Quadro 3-211 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Setgás..... | 332 |
| Quadro 3-212 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural | 333 |
| Quadro 3-213 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 334 |
| Quadro 3-214 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 336 |
| Quadro 3-215 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Setgás CUR..... | 336 |
| Quadro 3-216 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Setgás CUR..... | 337 |
| Quadro 3-217 - Evolução dos custos de exploração | 338 |
| Quadro 3-218 - Custos de exploração unitários | 339 |
| Quadro 3-219 - Estrutura dos custos de exploração | 340 |
| Quadro 3-220 - Detalhe dos FSE..... | 340 |
| Quadro 3-221 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 342 |
| Quadro 3-222 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 343 |
| Quadro 3-223 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural | 344 |
| Quadro 3-224 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural | 347 |
| Quadro 3-225 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural | 348 |
| Quadro 3-226 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Tagusgás..... | 349 |
| Quadro 3-227 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Tagusgás | 349 |
| Quadro 3-228 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural | 350 |
| Quadro 3-229 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 351 |
| Quadro 3-230 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural..... | 352 |
| Quadro 3-231 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 353 |
| Quadro 3-232 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Tagusgás | 354 |
| Quadro 3-233 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Tagusgás | 354 |
| Quadro 3-234 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializados de último recurso | 356 |
| Quadro 3-235 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializados de último recurso da Transgás | 357 |

| | |
|---|-----|
| Quadro 3-236 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes..... | 358 |
| Quadro 3-237 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN..... | 359 |
| Quadro 3-238 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural..... | 360 |
| Quadro 3-239 - Custos de exploração da actividade de Comercialização de gás natural..... | 361 |
| Quadro 3-240 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Transgás | 362 |
| Quadro 3-241 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Transgás..... | 363 |
| Quadro 3-242 - Proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, por actividade..... | 364 |
| Quadro 3-243 - Proveitos permitidos a proporcionar no ano gás 2008-2009 por aplicação das tarifas de gás natural para cada uma das actividades..... | 365 |
| Quadro 3-244 - Resumo do impacte das decisões da ERSE, no cálculo dos proveitos para o ano gás 2008-2009..... | 366 |
| Quadro 3-245 - Compensação entre os ORD ano gás 2008-2009..... | 367 |
| Quadro 3-246 - Compensação entre os CURr ano gás 2008-2009..... | 368 |
| Quadro 4-1 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL..... | 370 |
| Quadro 4-2 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL..... | 370 |
| Quadro 4-3 - Custos incrementais de regaseificação de GNL..... | 372 |
| Quadro 4-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito..... | 372 |
| Quadro 4-5 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito..... | 373 |
| Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito a aplicar nas entregas à RNTGN..... | 373 |
| Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito a aplicar nas entregas a camiões cisterna..... | 374 |
| Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo..... | 375 |
| Quadro 4-9 - 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..... | 376 |
| Quadro 4-10 - Preço de energia da tarifa UGS..... | 377 |
| Quadro 4-11 - Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por variável de facturação..... | 378 |
| Quadro 4-12 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por variável de facturação..... | 379 |
| Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar nas entregas a redes internacionais, por variável de facturação..... | 379 |
| Quadro 4-14 - Preços da tarifa de UGS dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural..... | 380 |
| Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição..... | 383 |
| Quadro 4-16 - Custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por variável de facturação..... | 386 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 4-17 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP | 386 |
| Quadro 4-18 - Preços da tarifa de URD em BP > | 387 |
| Quadro 4-19 - Preços da tarifa de URD em BP < | 387 |
| Quadro 4-20 - Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso | 388 |
| Quadro 4-21 - Tarifa de Energia da Comercialização de último recurso a grandes clientes | 388 |
| Quadro 4-22 - Tarifa de Comercialização da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes..... | 389 |
| Quadro 4-23 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas | 390 |
| Quadro 4-24 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 (n) por ano | 391 |
| Quadro 4-25 - Tarifa de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m ³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m ³ (n) por ano..... | 391 |
| Quadro 4-26 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no ano gás 2008-2009 | 393 |
| Quadro 4-27 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no ano gás 2008-2009 | 393 |
| Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 394 |
| Quadro 4-29 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009 a aplicar pela Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboaágas, Lusitaniagás, Medigás, Paxgas, Setgás e Tagusgás | 394 |
| Quadro 4-30 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009 a aplicar pela Douroágas | 395 |
| Quadro 4-31 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009 a aplicar pela Portgás..... | 396 |
| Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 396 |
| Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 397 |
| Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 397 |
| Quadro 4-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 397 |
| Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 398 |

| | |
|---|-----|
| Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 398 |
| Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 398 |
| Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 399 |
| Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 399 |
| Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 399 |
| Quadro 4-42 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 400 |
| Quadro 4-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 400 |
| Quadro 4-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas internacionais a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 400 |
| Quadro 4-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 401 |
| Quadro 4-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10.000 m ³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 401 |
| Quadro 4-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2008-2009..... | 401 |
| Quadro 5-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos..... | 403 |
| Quadro 5-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG em 2007..... | 406 |
| Quadro 5-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007..... | 407 |
| Quadro 5-4 - Processo de injeção..... | 409 |
| Quadro 5-5 - Parâmetros de operação de injeção..... | 409 |
| Quadro 5-6 - Factor de ajustamento para o processo de injeção..... | 409 |
| Quadro 5-7 - Dados reais disponíveis para a injeção..... | 410 |
| Quadro 5-8 - Processo de extracção..... | 411 |
| Quadro 5-9 - Operação do sistema de extracção..... | 411 |
| Quadro 5-10 - Factor de ajustamento..... | 411 |
| Quadro 5-11 - Dados reais de extracção..... | 412 |
| Quadro 5-12 - Autoconsumos em “Stand-by”..... | 412 |
| Quadro 5-13 - Factor de ajustamento para o Armazenamento Subterrâneo..... | 413 |
| Quadro 5-14 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição..... | 414 |
| Quadro 5-15 - Proposta da ERSE para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN..... | 417 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 7-1 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL | 424 |
| Quadro 7-2 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo | 425 |
| Quadro 7-3 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte..... | 426 |
| Quadro 7-4 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema | 427 |
| Quadro 7-5 - Proveitos, quantidades e preço médio associados às tarifas de uso da RNTIAT..... | 429 |
| Quadro 7-6 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores ou iguais a 2 milhões de m ³ | 431 |
| Quadro 7-7 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 000 000 m ³ | 432 |
| Quadro 7-8 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ | 433 |
| Quadro 7-9 - Termos da tarifa de transporte, em Espanha em 2008, dos dois maiores escalões do GRUPO 2, em função do consumo anual | 444 |
| Quadro 7-10 - Receitas da rede de transporte..... | 445 |
| Quadro 7-11 - Termos da tarifa de distribuição, em Espanha em 2008, dos quatro menores escalões do GRUPO 2 e do GRUPO 3, em função do consumo anual | 447 |

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO

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 separação entre as actividades de distribuição e comercialização (aplicável às empresas com um número de clientes superior a 100 mil) verificou-se a 1 de Julho de 2007, tendo sido criadas quatro empresas de comercialização de gás natural de último recurso (Lisboagás Comercialização, SA; Lusitaniagás Comercialização, SA; Setgás Comercialização, SA; e Portgás Comercialização, SA).

O ano de 2007 marcou o início do estabelecimento de tarifas por actividades reguladas pela ERSE no sector do gás natural. De acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no primeiro ano gás¹ 2007-2008 a regulação da ERSE incidiu apenas sobre 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. Assim, foram aprovadas através do Despacho n.º 13315/2007, de 27 de Junho, as tarifas de (i) Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural (GNL), (ii) Uso do Armazenamento Subterrâneo, (iii) Uso da Rede de Transporte, (iv) Uso Global do Sistema e por fim (v) Acesso às Redes de Alta Pressão.

Durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais continuaram a ser homologados pelo Ministério da Economia e Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas, segundo o regime dos iniciais contratos de concessão e licenças e considerando

¹ Cada ano gás inicia-se a 1 de Julho estendendo-se até 30 Junho do ano seguinte.

designadamente o enquadramento estabelecido nas bases que estabeleceram o regime de preços das concessões de gás natural (bases anexas quer ao Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro, quer ao Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de Agosto, na redacção que lhes foi dada pelo Decreto-Lei n.º 183/94, de 1 de Julho) e na Portaria n.º 5/2002, de 4 de Janeiro, que estabeleceu o regime de preços a praticar pelas entidades titulares de licenças autónomas de distribuição de gás natural em regime de serviço público.

No primeiro semestre de 2008, passou a caber à ERSE, em regime transitório, homologar as tarifas de venda dos fornecimentos de gás natural, designadamente as tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem no primeiro e segundo trimestres, tendo sido aplicado nos termos do Regulamento Tarifário um regime semelhante ao que vigorou até esta data. Esta homologação foi aplicada de forma extensiva a todos os fornecimentos tendo sido estabelecidas as tarifas de (i) Venda do Comercializador de Último Recurso Grossista para fornecimentos de gás natural aos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas, (ii) Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso Grossista para fornecimentos de gás natural superiores a 2 000 000 m³, (iii) Venda dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas para fornecimentos de gás natural superiores a 10 000 m³ e por fim, (iv) Venda dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas para fornecimentos de gás natural até 10 000 m³. As tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorarem no 1.º e 2.º trimestres de 2008 foram aprovadas através dos Despachos n.º 731/2008, de 7 de Janeiro e n.º 11830/2008, de 24 de Abril de 2008, respectivamente.

Neste processo de homologação das tarifas de gás natural importa realçar os seguintes dois aspectos: (i) Foi incorporada a redução de custos das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo, de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e da rede nacional de transporte, registada a partir de 1 de Julho de 2007, em resultado da aprovação nessa data pela ERSE das tarifas de acesso às infra-estruturas de alta pressão (a redução transferida para os consumidores de gás natural é de 42,9 €/MJ, representando 0,7% do custo total do gás natural à saída da rede de transporte); (ii) As tarifas são extensivas a todos os fornecimentos de gás natural, tendo sido divulgadas na página de internet da ERSE todos os pressupostos e fórmulas de aplicação, o que resultou num aumento da transparência do sector em benefício de todos os consumidores de gás natural.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM NO ANO GÁS 2008-2009

A cadeia de valor do sistema de gás natural situada em Portugal continental inclui um conjunto muito 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 natural² 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.

A partir de 1 de Julho de 2008, verificando-se todos os pressupostos legais para o efeito, designadamente a modificação dos actuais contratos de concessão³, passarão a vigorar as tarifas aprovadas pela ERSE no quadro das suas competências e nos termos do Regulamento Tarifário.

As tarifas agora aprovadas, para vigorarem entre Julho de 2008 e Junho de 2009 (ano gás 2008-2009), são as seguintes:

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

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

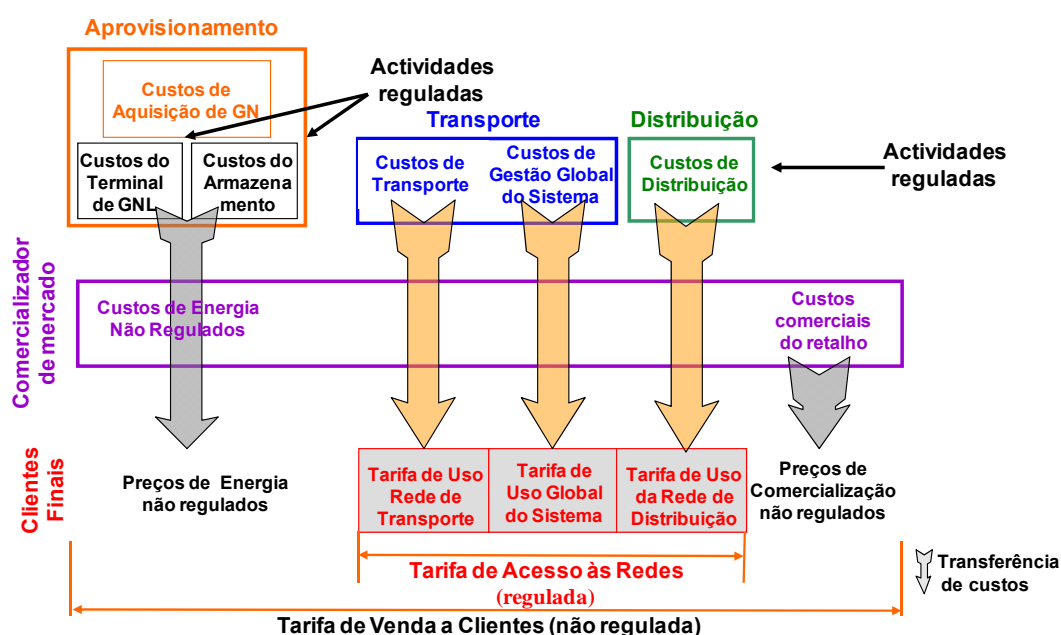
Os clientes que participem no mercado pagam as tarifas de acesso às redes pela utilização das redes de transporte e de distribuição negociando bilateralmente com os fornecedores de gás natural o preço de gás e pagando o acesso das infra-estruturas ligadas à rede de transporte – recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo – consoante a utilização que delas façam.

² 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.

³ Resolução do Conselho de Ministros de 3 de Abril de 2008, que vem aprovar as minutas dos novos contratos de concessão da actividade de distribuição de gás natural em baixa e média pressão a celebrar entre o Estado e as concessionárias. Os respectivos contratos foram assinados a 11 de Abril.

Em alternativa podem celebrar um contrato de fornecimento de gás natural com o fornecedor de mercado que inclui todos os serviços prestados ao longo da cadeia de valor, sendo o fornecedor responsável pelo pagamento das tarifas de acesso às redes. Nesta situação o fornecedor assumirá também o pagamento das tarifas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo consoante a utilização que venha a fazer destas infra-estruturas. Na Figura 0-1 apresenta-se a decomposição da tarifa de Acesso às Redes (regulada) e da tarifa de Venda a Clientes dos comercializadores de mercado (não regulada).

Figura 0-1 - Decomposição da tarifa de Acesso às Redes (tarifa regulada) e da tarifa de Venda a Clientes dos comercializadores de mercado (tarifa não regulada)



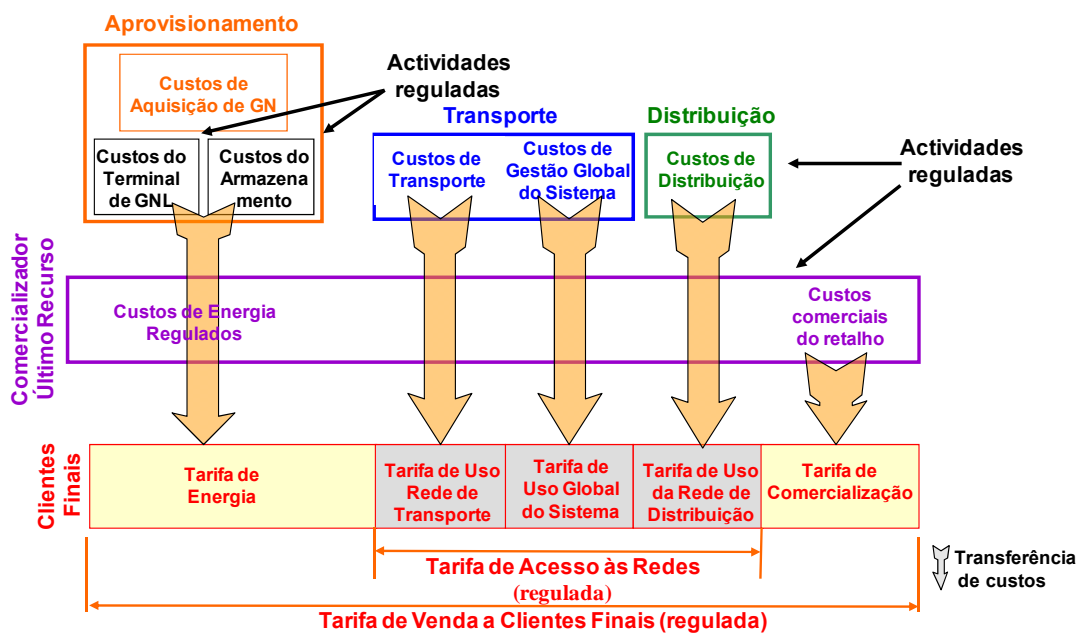
As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos clientes dos comercializadores de último recurso resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso.

A tarifa de Energia, para além dos custos de aquisição de gás natural, inclui os custos associados com a utilização das infra-estruturas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e de armazenamento subterrâneo resultantes do pagamento das tarifas de uso destas infra-estruturas.

De igual modo os clientes podem optar pelos comercializadores de último recurso pagando neste caso as tarifas de Venda a Clientes Finais calculadas de acordo com o princípio da aditividade tarifária. Para os fornecimentos em baixa pressão inferiores a 10 000 m³ (BP<) a aplicação deste princípio é efectuada de forma gradual por forma a atenuar no curto prazo eventuais impactes tarifários nestes consumidores.

Na Figura 0-2 apresenta-se a decomposição da tarifa de Acesso às Redes (tarifa regulada) e da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso (tarifa regulada).

Figura 0-2 - Decomposição da tarifa de Acesso às Redes (tarifa regulada) e da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso (tarifa regulada)



As tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição, de Uso Global do Sistema, de Uso do Terminal e de Uso do Armazenamento Subterrâneo são fixadas com periodicidade anual. Consequentemente, as tarifas de Acesso às Redes incluídas nos preços de gás natural pagos por todos os consumidores, independentemente do seu modo de participação no mercado, apresentam também periodicidade anual.

À semelhança da situação anterior, as tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso apresentam periodicidade anual. Em contrapartida, as tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso apresentam, por um lado, periodicidade anual para os fornecimentos em baixa pressão inferiores a 10 000 m³ (BP<) e, por outro lado, periodicidade trimestral para os restantes fornecimentos (superiores a 10 000 m³). Em resultado da periodicidade aplicável às tarifas de Energia resulta uma periodicidade anual para as tarifas de Venda a Clientes Finais em BP<. Relativamente às restantes tarifas de Venda a Clientes Finais a periodicidade da sua aplicação é trimestral. Assim estas últimas tarifas estarão sujeitas ao regime automático de ajustamento trimestral de preços definido no Regulamento Tarifário à semelhança do praticado até à presente data.

PROCESSO DE APROVAÇÃO DAS TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural, a ERSE deu início ao processo de aprovação das tarifas elaborando uma proposta que foi submetida a parecer do Conselho Tarifário e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas a 15 de Abril. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer até 15 de Maio.

O parecer do Conselho Tarifário assim como os comentários das empresas reguladas mereceram a melhor atenção por parte da ERSE e é com base neles que a ERSE elabora agora a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2008-2009 aprovando-o através da publicação do respectivo despacho em Diário da República, conforme dispõe o Regulamento Tarifário.

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

VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

No quadro seguinte apresentam-se as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais para o ano gás 2008-2009, face aos valores que vigoram no trimestre actual.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais para 2008-2009

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Variação tarifária (%) |
|---|-------------------------------|
| Variação Tarifária Global | -1,2% |
| Consumo > 2 000 000 m³/ano | 0,6% |
| 10 000 m³/ano < Consumo < 2 000 000 m³/ano | -3,6% |
| Consumo < 10 000 m³/ano | -3,4% |

Conforme referido anteriormente fixam-se pela primeira vez tarifas de Uso das Redes de Distribuição em MP e BP e conseqüentemente tarifas de Acesso às Redes em MP e BP. As tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso do Terminal e de Uso do Armazenamento Subterrâneo são fixadas pelo segundo ano consecutivo. Assim, apresentam-se no quadro seguinte as variações tarifárias aplicáveis às infra-estruturas de alta pressão.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso do terminal e de Uso do Armazenamento Subterrâneo entre 2007-2008 e 2008-2009

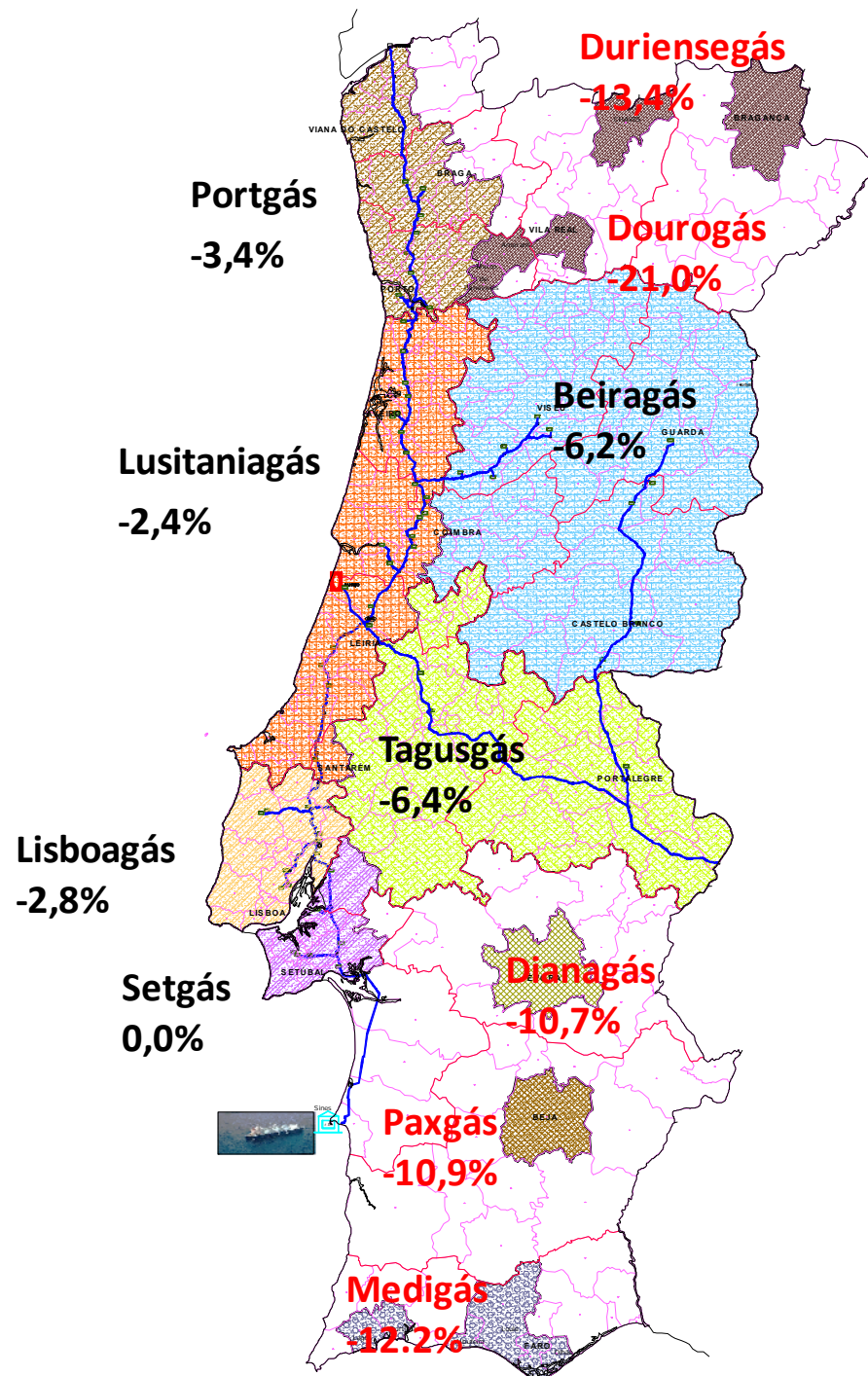
| | Varição 2008-2009/2007-2008 |
|--|--|
| Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL | 1,3% |
| Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo | -4,0% |
| Tarifa de Acesso à Rede de alta pressão (Uso da Rede de Transporte + Uso Global do Sistema) | 15,3% |

UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

A uniformidade tarifária em todo o território nacional é implementada em termos globais. É possível desde já assegurar igualdade dos preços médios das Tarifas de Venda a Clientes Finais de cada Comercializador de Último Recurso Retalhista para os fornecimentos até 10 000 m³ (consumidores domésticos e pequeno comércio/indústria). Estas, anteriormente ajustadas trimestralmente, passam a ter uma maior estabilidade sendo fixadas anualmente. Adicionalmente os escalões de consumo para efeitos tarifários são harmonizados em todo o país sendo mais fácil a todos os consumidores comparar os preços pagos promovendo-se a transparência e a integração do sector do gás natural.

Na figura seguinte apresentam-se as variações aplicadas aos vários comercializadores de último recurso regionais evidenciando-se a sua área de intervenção geográfica. A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão para fornecimentos inferiores a 10 000 m³ é diferenciada por região. Estas variações diferenciadas representam um contributo significativo no sentido da promoção da uniformidade tarifária em todo o território nacional, permitindo nivelar os preços entre os vários comercializadores de último recurso regionais. Em termos regionais, as tarifas apresentam variações tarifárias entre -21%, na Dourogás e 0% na Setgás. Importa salientar que as tarifas actualmente em vigor apresentam preços diferenciados em resultado das condições estabelecidas em cada um dos contratos de concessão celebrados com empresas distintas em horizontes temporais também distintos.

Figura 0-3 - Mapa com as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão para fornecimentos inferiores a 10 000 m³ entre 2007-2008 e 2008-2009



Na figura seguinte compara-se para cada uma das áreas geográficas de comercialização de último recurso as facturas mensais de gás natural de três consumidores tipo. Apresentam-se os resultados com as tarifas actualmente em vigor e bem como com as tarifas aplicáveis em 2008-2009. Regista-se uma

redução significativa da globalidade das tarifas e uma convergência acentuada para a uniformidade tarifária. Estes consumidores tipo apresentam respectivamente consumos de 150, 320 e 1200 m³ por ano sendo representativos de respectivamente um casal sem filhos, um casal com filhos e por fim, um agregado familiar com aquecimento central a gás natural ou um consumidor do sector serviços ou pequena indústria.

Importa salientar que:

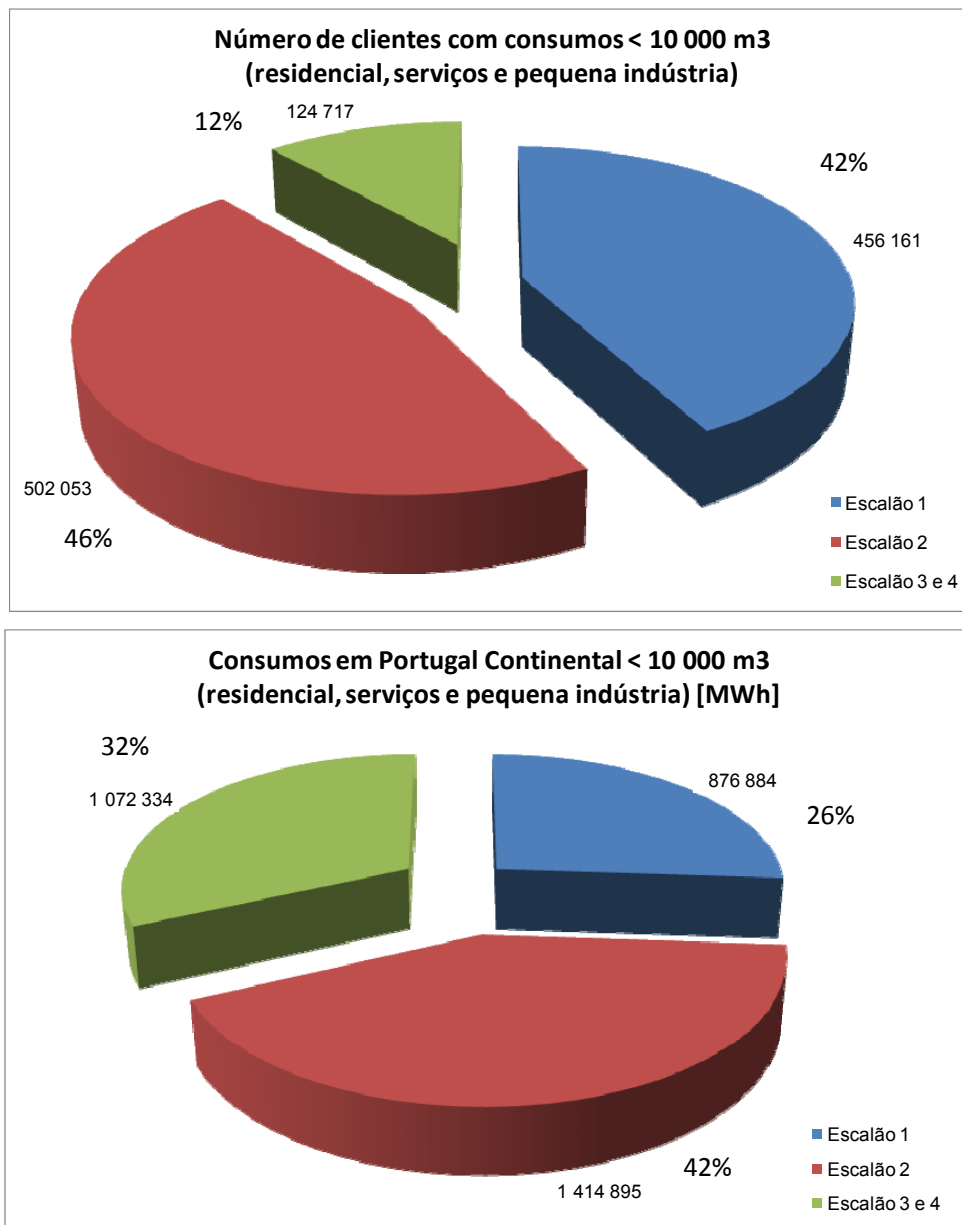
- Para o primeiro consumidor tipo, 150 m³, a diferença de facturação máxima inicial de 3,26€ (diferença entre 15,01€ da Dourogás e 11,76€ da Setgás) reduz-se para 0,02€.
- Para o segundo consumidor tipo, 320 m³, a diferença de facturação inicial de 5,38€ (diferença entre 27,40€ da Dourogás e 22,02€ da Portgás) reduz-se para 0,55€.
- Para o terceiro consumidor tipo, 1200 m³, a diferença de facturação inicial de 17,74€ (diferença entre 77,36€ da Dourogás e 59,62€ da Beiragás) reduz-se para 2,23€.

Figura 0-4 - Comparação da facturação de gás natural de consumidores típicos em baixa pressão com consumos inferiores a 10 000 m³



Estes consumidores enquadram-se respectivamente no primeiro (150 m^3), segundo (320 m^3) e terceiro/quarto (1200 m^3) escalões de consumo de gás natural, cuja representatividade em termos de número de clientes e de consumo se apresenta na figura seguinte.

Figura 0-5 - Representatividade dos escalões de consumo aplicáveis aos consumidores tipo



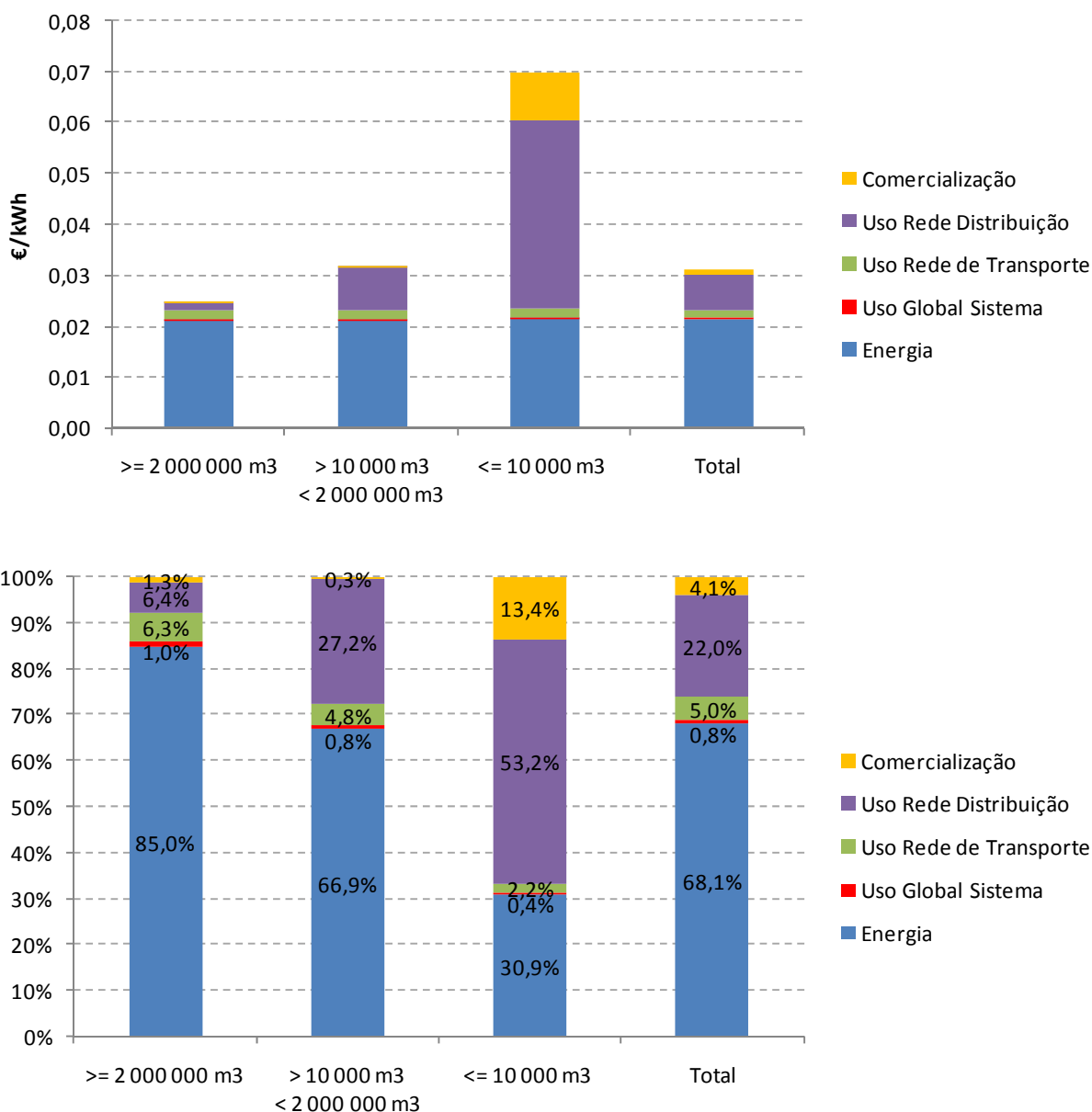
A uniformidade tarifária pressupõe naturalmente a existência de um mecanismo de compensação tarifária entre as várias empresas de distribuição e de comercialização de último recurso.

DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Na figura seguinte apresenta-se a decomposição dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais pelas várias actividades da cadeia de valor do sector do gás natural.

Verifica-se que o preço pago pelos grandes consumidores de gás natural é essencialmente determinado pelo custo da energia que inclui para além da matéria-prima o custo de utilização das infra-estruturas de terminal e de armazenamento subterrâneo. Em contrapartida para os consumidores de menor dimensão (BP<10 000 m³) a componente de custos relativa à utilização das redes de transporte e de distribuição assume um peso significativo na sua factura. Assim, a existência de mercados de gás natural com liquidez e profundidade pode contribuir para a redução dos custos de energia beneficiando todos os consumidores de gás natural e em particular de forma dominante os grandes consumidores de gás natural. Adicionalmente a regulação dos monopólios naturais de rede beneficiará de forma dominante os consumidores de pequena e média dimensão que utilizam todas as redes (transporte e distribuição em MP e BP).

Figura 0-6 - Decomposição dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais pelas várias actividades da cadeia de valor do sector do gás natural



PRINCIPAIS DETERMINANTES DAS VARIAÇÕES DAS TARIFAS

- Pressupostos

No quadro seguinte apresenta-se uma síntese dos pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-2009.

Quadro 0-3 - Pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-2009

| Pressuposto | Parâmetro | Valor |
|---|--|------------------------------|
| Taxas de inflação | Deflator do PIB: - 2008: - 2009: | 2,7% 2,6% |
| Taxas de remuneração da base de activos regulados | <ul style="list-style-type: none"> • Instalações do Terminal de GNL • Rede de transporte de gás natural e Gestão Técnica Global do Sistema • Instalações de armazenamento subterrâneo • Redes de Distribuição de gás natural | 8,0% 8,0% 8,0% 9,0% |
| Taxa de juro para a margem de comercialização | Taxa de juro Euribor a 3 meses, dia 31/03/2008, acrescida de 1,5% | 6,227% |
| Custo unitário de aquisição do gás natural | Custo unitário do gás natural, incluindo custos com o uso do terminal de GNL, com o uso das instalações de armazenamento subterrâneo e custos de funcionamento do comercializador do SNGN | 2,15 cent€/kWh |

- Impacte da Lei n.º12/2008, de 26 de Fevereiro, no cálculo das tarifas e preços do gás natural

A Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro estipula no seu artigo 8.º a proibição da cobrança de qualquer importância a título de amortização de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados. A aplicação desta disposição terá início 90 dias após a publicação deste diploma, ou seja a partir de 26 de Maio.

Nestas circunstâncias o valor líquido dos activos associados aos equipamentos de medida (contadores) utilizados na medição do gás natural deixa de integrar a base de activos para efeitos de regulação das empresas de distribuição e portanto deixa de ter qualquer reflexo na determinação das tarifas reguladas.

As empresas de distribuição de gás natural, com base nos registos contabilísticos (Dourogás) ou em estimativas (Portgás e distribuidores do grupo GALP), procederam à identificação do valor líquido de amortizações e de subsídios relacionado com contadores. Esta identificação apresenta carácter provisório. Assim, estes valores poderão vir a sofrer ajustamentos em resultado das certificações a realizar por entidades externas independentes devidamente credenciadas na avaliação deste tipo de activos.

A soma dos valores líquidos identificados pelas empresas deduzidos pela ERSE às respectivas bases de activos remunerados, considerados para efeitos de cálculo de tarifas para o ano gás 2008-2009 ascende a 13,5 milhões de Euros.

- Compensações estabelecidas nos novos contratos de concessão para o ano gás 2008-2009

Em 11 de Abril de 2008 foram assinados os 6 novos contratos de Concessão da actividade de Distribuição de gás natural que substituem os que vigoraram no anterior quadro organizativo.

Ao abrigo destes novos contratos as concessionárias vêm asseguradas pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de gás natural, durante os 5 primeiros períodos de regulação (até 30 de Junho de 2022), um valor de 4€/cliente/ano aplicado ao número de clientes reportados ao início de cada período de regulação. Para o ano gás 2008-2009 o valor a recuperar pelas tarifas ascende a 3 960 milhares de euros, resultante da alocação apresentada no quadro seguinte.

Adicionalmente, ao abrigo do novo contrato de concessão da Tagusgás, o Estado garante uma reavaliação inicial adicional de 12 116 milhares de euros, a título de compensação pelos fundos públicos não recebidos por esta concessionária, a incorporar na base de activos remunerados.

Relativamente às reavaliações dos activos imobilizados previstas no artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 140/2006 as entidades concessionárias devem enviar à ERSE, no prazo máximo de 45 dias após a assinatura dos contratos, os relatórios das reavaliações produzidos por entidades independentes, constantes da lista das entidades reconhecidas pelo Ministério das Finanças. As tarifas ora aprovadas contemplam previsões das empresas cujos valores carecem de confirmação do Ministério das Finanças. A apresentação dos valores finais permitirá o reconhecimento de eventuais ajustamentos nas tarifas de anos futuros.

Quadro 0-4 - Compensações estabelecidas nos novos contratos de concessão para o ano gás 2008-2009

| Compensação | | Valor para o ano gás 2008-2009 10 ³ EUR | Número de clientes no início do período de regulação |
|--------------|-------------|---|--|
| Beiragás | Clientes | 135,5 | 33 875 |
| Lisboagás | Clientes | 1 837,7 | 459 419 |
| Lusitâniagás | Clientes | 643,9 | 160 971 |
| Portgás | Clientes | 728,1 | 182 022 |
| Setgás | Clientes | 526,0 | 131 496 |
| Tagusgás | Clientes | 89,1 | 22 264 |
| | Reavaliação | 883,1 | |
| Total | | 4 843,2 | 990 047 |

Por último, importa assinalar que relativamente às empresas licenciadas que ainda não renegociaram os respectivos contratos com o Estado, não foi contemplada qualquer compensação, podendo a mesma vir a ser reflectida nas tarifas dos anos futuros.

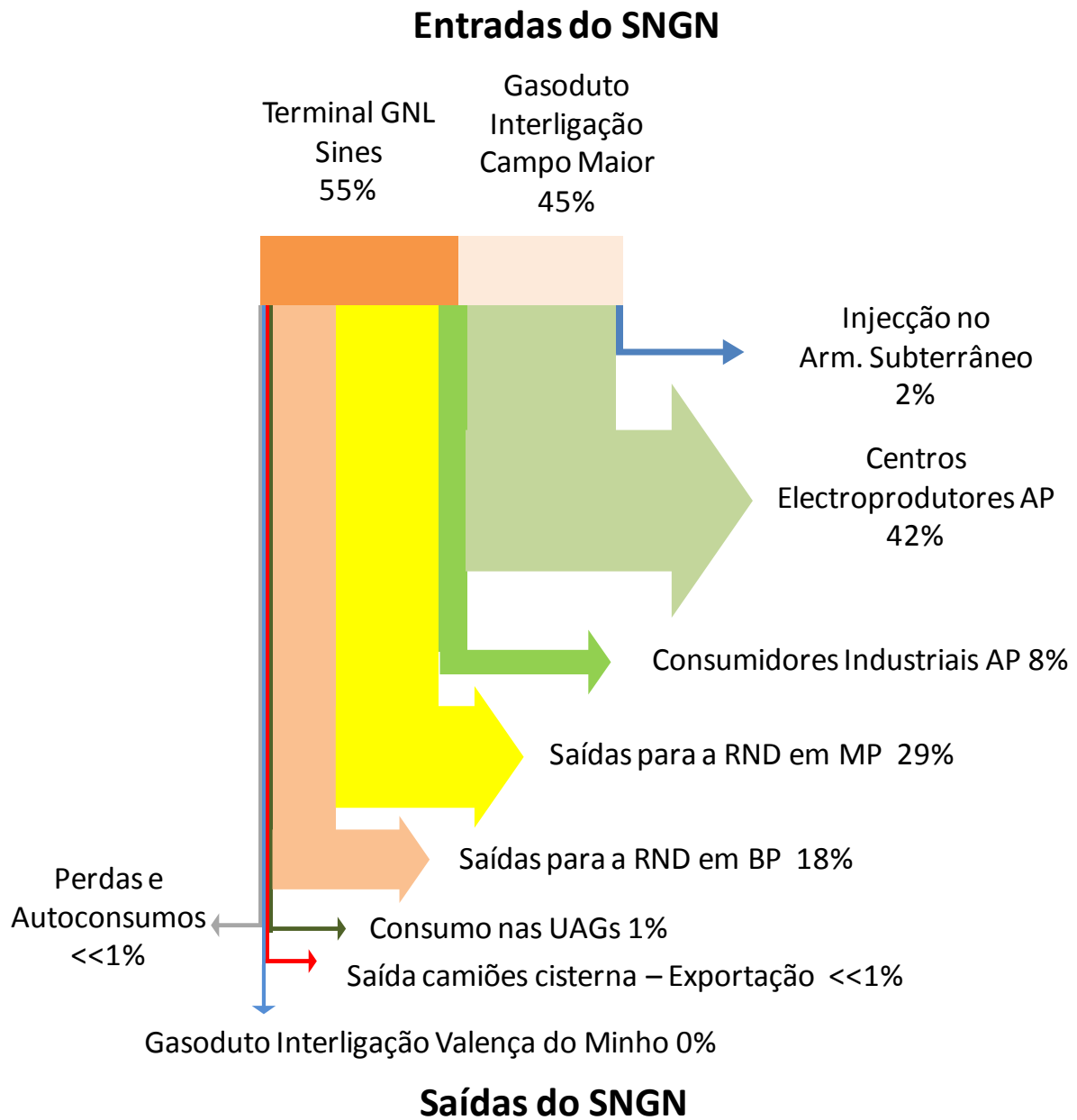
BALANÇO DE ENERGIA DO SECTOR DO GÁS NATURAL

Importa apresentar o balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2008-2009 que condiciona os preços das tarifas de Uso das Infra-estruturas e de Venda a Clientes Finais. Com efeito as tarifas dependem, por um lado, do nível de custos das várias actividades do sector e, por outro lado, do nível da procura de gás natural. No quadro e figura seguintes apresenta-se o balanço e fluxos de energia do sistema nacional de gás natural.

Quadro 0-5 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2008-2009

| Balanço físico de gás natural no SNGN | | Unidades: GWh |
|--|---|---------------|
| | Entradas na RNTGN | |
| 1=1.1+1.2 | 1 Importação gasoduto | 25 662 |
| | 1.1 Campo Maior | 25 662 |
| | 1.2 Valença do Minho | 0 |
| 2=2.1+2.2+2.3 | 2 Importação Terminal GNL | 31 788 |
| | 2.1 Injecções RNT | 31 136 |
| | 2.2 Camião cisterna | 652 |
| | 2.3 Variação de existências | 0 |
| | 3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo | 0 |
| 4=1+2+3 | 4 Total das Entradas no SNGN | 57 450 |
| 5=1+2.1+3 | 5 Entradas na RNTGN | 56 798 |
| | Saídas da RNTGN | |
| | 6 Exportação (Valença do Minho) | 0 |
| | 7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo | 1 251 |
| | 8 Centros electroprodutores | 24 208 |
| | 9 Clientes industriais em AP | 4 406 |
| | 10 Redes de distribuição (interligadas) | 26 871 |
| 11=6+7+8+9+10 | 11 Total das Saídas da RNTGN | 56 736 |
| | 12 Variação das existências (Linepack) | 0 |
| | 13 Perdas e autoconsumos na RNTGN | 62 |
| 14=8+9+10 | 14 Total de consumos da RNTGN | 55 485 |
| | Saídas da RNDGN | |
| | 15 Clientes em MP | 16 766 |
| | 16 Clientes em BP | 10 561 |
| | 17 Perdas e autoconsumos na RNDGN | 0 |
| 18=15+16+17 | 18 Total de saídas da RNDGN | 27 327 |

Figura 0-7 - Fluxos de energia do sector do gás natural



PROVEITOS PERMITIDOS NAS ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

Por fim no Quadro 0-6 apresentam-se os proveitos permitidos nas várias actividades reguladas para o ano gás 2008-2009.

Quadro 0-6 - Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009Unidade: 10³ EUR

| | | |
|---|-----|------------------|
| Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL | [a] | 35 335 |
| Proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento, Regaseificação de GNL | | 35 335 |
| Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural | [b] | 13 644 |
| Proveitos da Transgás Armazenagem | | 2 088 |
| Proveitos da REN Armazenagem | | 11 555 |
| Proveitos do operador da da rede de transporte de gás natural | [c] | 106 442 |
| Proveitos da actividade de transporte de gás natural | | 92 575 |
| Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema | | 13 867 |
| Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural | | 255 624 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN | | 48 513 |
| Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | [d] | 207 111 |
| Proveitos do comercializador de último recurso grossista | | 712 169 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR | [e] | 635 275 |
| Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes | | 519 626 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes | | 442 732 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes | | 70 318 |
| Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes | [f] | 6 576 |
| Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas | | 223 398 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural | | 192 543 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN | | 185 776 |
| Proveitos da actividade de Comercialização | [g] | 30 855 |
| Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g] | | 1 035 238 |

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida, em 15 de Abril de 2008, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e, à Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, para comentários, a “Proposta de Tarifas e Preços para o Gás Natural em 2008-2009”. O parecer do Conselho Tarifário e os comentários recebidos à referida Proposta foram devidamente analisados e considerados na aprovação final das tarifas. A aprovação das tarifas e preços para ao ano gás 2008-2009 é fundamentada pelo presente documento, pelo parecer do Conselho Tarifário e respectivos comentários da ERSE. Este documento é complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dele fazem parte integrante.

As tarifas para o ano gás 2008-2009 contemplam o estabelecimento das tarifas e preços para o gás natural, nos termos do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

As tarifas para o ano gás 2008-2009 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 19 624-A/2006, de 25 de Setembro.

A determinação das tarifas e proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, têm em consideração os valores dos custos e investimentos estimados para o primeiro semestre de 2008 e os previstos para o ano gás 2008-2009, enviados pelas seguintes empresas reguladas:

- REN Atlântico.
- REN Gasodutos.
- REN Armazenagem
- Transgás Armazenagem
- Distribuidoras regionais e Comercializadores de Último Recurso: Beiragás, Dianagás, Dourogás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Portgás, Setgás e Tagusgás.

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 2008-2009:

- 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, de Transporte de gás natural e de Distribuição de gás natural, bem como as taxas de remuneração

da base de activos regulados para vigorar até final do período de regulação, 2008-2009 e 2009-2010.

- São identificadas as compensações com impacte nos proveitos permitidos das actividades de distribuição e de comercialização de gás natural, estabelecidas nos novos contratos de concessão da actividade de distribuição de gás natural.
- São identificados os impactes nos proveitos permitidos decorrentes da entrada em vigor da Lei n.º12/2008, de 26 de Fevereiro.
- São definidos os balanços de gás natural contendo as quantidades que se prevê serem fornecidas no ano gás 2008-2009 e que são utilizadas no cálculo das tarifas.
- São calculados os proveitos permitidos para cada actividade das empresas reguladas no ano gás 2008-2009.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por actividade, para vigorarem no ano gás 2008-2009.

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 2008-2009, 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 2008-2009, 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 de acesso entre Portugal e Espanha.

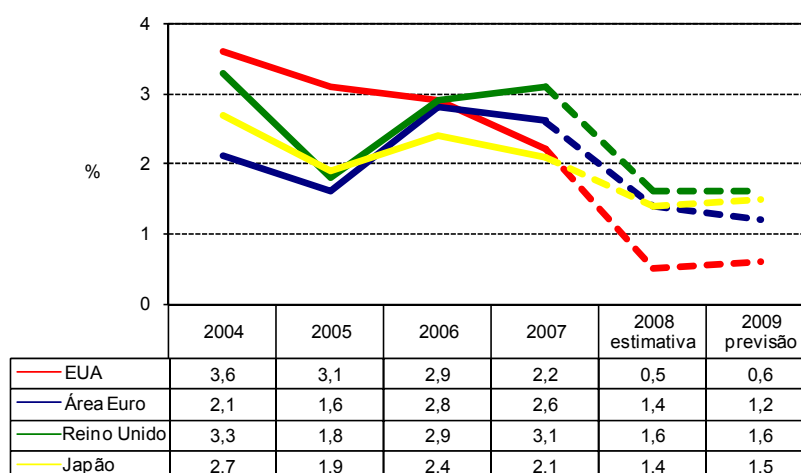
Em anexo é incluído o parecer do Conselho Tarifário à Proposta de tarifas bem como a resposta da ERSE.

2 ENQUADRAMENTO ECONÓMICO

2.1 CONTEXTO INTERNACIONAL

As previsões económicas divulgadas em Abril pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) são apresentadas na Figura 2-1, onde se evidencia a evolução do PIB para as principais economias mundiais, em termos reais, entre 2004 e 2009.

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



Fonte: FMI, World Economic Outlook, Abril 2008

A Figura 2-1 evidencia um abrandamento no crescimento económico das principais economias para 2008 e 2009. O ano de 2007 caracterizou-se por uma turbulência nos mercados financeiros internacionais, em sequência das correcções no segmento do mercado hipotecário norte-americano de alto risco, condicionando a previsão de crescimento para os anos seguintes. Segundo o FMI, apenas a economia japonesa não apresentará uma desaceleração tão acentuada, quando comparada com as restantes economias analisadas na figura (EUA, Área do Euro e Reino Unido). Segundo este organismo, os países emergentes e em desenvolvimento foram menos afectados pelas alterações nos mercados financeiros, continuando a crescer a um ritmo elevado, liderados pela China e Índia.

As previsões apresentadas pelo FMI apresentam riscos subjacentes que poderão conduzir a uma revisão descendente na projecção do crescimento económico das principais economias. Os principais riscos subjacentes às previsões apresentadas derivam da evolução futura dos mercados financeiros mundiais, com possíveis impactes na economia do lado da procura interna, com particular importância

na economia norte-americana através do mercado imobiliário, e os riscos decorrentes do aumento de pressões inflacionistas que podem conduzir a uma desaceleração do crescimento da actividade económica.

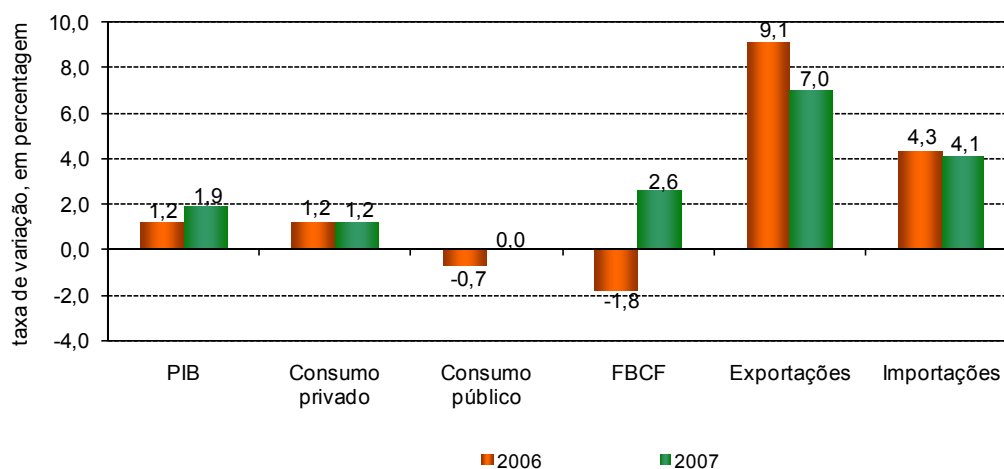
2.2 PORTUGAL

2.2.1 CRESCIMENTO ECONÓMICO EM 2007

À semelhança dos anos anteriores, a economia portuguesa caracterizou-se em 2007 pela manutenção da trajectória de expansão da sua actividade apresentando um crescimento do PIB de 1,9%, sendo a taxa de crescimento do PIB mais elevada dos últimos seis anos.

Na Figura 2-2 é apresentada a decomposição do produto interno bruto em 2006 e 2007, de acordo com os dados disponíveis do Banco de Portugal.

Figura 2-2 - Decomposição do crescimento económico em 2006 e 2007



Fonte: Boletim Económico; Banco de Portugal, Inverno 2007

Contrariamente a 2006, o padrão do crescimento económico em 2007 é assente no dinamismo da procura interna, que contribui com 1,3 pontos percentuais para o crescimento verificado. Em 2006, o contributo da procura interna para o crescimento verificado situou-se em apenas 0,2 pontos percentuais, sendo as exportações líquidas responsáveis pelos restantes 1,0 pontos percentuais do crescimento. A Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) evidencia em 2007 uma dinâmica positiva (crescimento de 2,6% face a 2006), contrariando os sucessivos decréscimos registados nos últimos anos. O crescimento do consumo privado em 2007 é inferior ao crescimento do PIB, sendo a taxa de crescimento semelhante à taxa de crescimento verificada no ano anterior. O elevado endividamento das famílias, acrescido de um

contexto de subida das taxas de juro, e o aumento da carga fiscal explicam o andamento do consumo privado. A taxa de variação nula no consumo público em 2007 evidencia o esforço de condução de uma consolidação orçamental.

À semelhança dos anos anteriores, o ritmo de expansão da actividade económica portuguesa é inferior ao ritmo evidenciado na Área do Euro verificando-se contudo que, entre 2006 e 2007 o diferencial no ritmo de crescimento apresenta uma redução significativa.

2.2.2 PREVISÕES ECONÓMICAS

O Quadro 2-1 apresenta 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 2007 e 2011, pelo Banco de Portugal e pelo Fundo Monetário Internacional (FMI).

Quadro 2-1 - Principais previsões económicas para 2008 e 2009

| | 2008 | | | 2009 | | |
|-----------------------------|-------------------|--------------------------|------------------|-------------------|--------------------------|------------------|
| | MFAP ¹ | B. Portugal ² | FMI ³ | MFAP ¹ | B. Portugal ² | FMI ³ |
| crescimento real em % | | | | | | |
| PIBpm | 2,2 | 2,0 | 1,3 | 2,8 | 2,3 | 1,4 |
| Consumo Privado | 1,4 | 1,1 | - | 2,1 | 1,6 | - |
| Consumo Público | -1,1 | 0,0 | - | -0,6 | 0,4 | - |
| FBCF | 4,0 | 3,3 | - | 6,7 | 3,1 | - |
| Exportações Bens e Serviços | 6,7 | 4,9 | - | 6,0 | 6,0 | - |
| Importações Bens e Serviços | 3,9 | 2,9 | - | 4,8 | 3,7 | - |
| Contributo em p.p. | | | | | | |
| Exportações Líquidas | - | 0,5 | - | - | 0,5 | - |
| Procura interna | - | 1,5 | - | - | 1,8 | - |
| taxa de variação anual em % | | | | | | |
| Deflador do PIB | 2,7 | - | - | 2,6 | - | - |
| Deflador do Consumo Privado | - | - | - | - | - | - |
| IHPC* | 2,1 | 2,4 | 2,4 | 2,1 | 2,0 | 2,0 |
| em % população activa | | | | | | |
| Taxa de Desemprego | 7,6 | - | - | 7,2 | - | - |

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

Fonte: 1 - Programa de Estabilidade e Crescimento 2007-2011 - actualização de Dezembro de 2007, Ministério das Finanças e da Administração Pública, Dezembro 2007

2 - Boletim Económico, Banco de Portugal, Inverno 2007

3 - World Economic Outlook, FMI, Abril 2008

De acordo com as previsões dos organismos mencionados, o período 2008-2009 será caracterizado por uma aceleração gradual da actividade económica. De acordo com o Banco de Portugal, a expansão da actividade económica basear-se-á fundamentalmente no contributo da procura interna, à semelhança do padrão verificado em 2007.

Em 2009, tanto o MFAP como o Banco de Portugal prevêem uma aceleração no crescimento do consumo privado, em sequência de uma progressiva melhoria das condições a vigorar no mercado de trabalho e conseqüentemente, de uma melhoria no rendimento disponível das famílias. A evolução da FBCF em 2008 e 2009 reflecte a perspectiva de uma evolução favorável no investimento em habitação por parte das famílias e do investimento empresarial, reflectindo essencialmente uma melhoria do nível de confiança dos investidores.

A dinâmica futura do consumo privado e do investimento empresarial justificam a importância da procura interna no crescimento da actividade económica, uma vez que o processo de consolidação orçamental ainda se manterá activo.

De acordo com o MFAP, o deflator do PIB apresentará um ligeiro decréscimo entre 2008 e 2009 enquanto o IPC manter-se-á constante para igual período. Segundo o Banco de Portugal, o Índice Harmonizado de Preços no Consumidores (IHPC) apresenta um abrandamento em 2009 face ao ano anterior, em sequência da previsão de evolução futura da componente energética de acordo com expectativas implícitas nos mercados de futuros relativamente a preços de petróleo inferiores.

A gradual expansão da actividade económica conduzirá, segundo o MFAP, a um decréscimo da taxa de desemprego em 2009, por comparação com 2008 e 2007.

Os riscos subjacentes às previsões mencionadas poderão conduzir a uma revisão em baixa das previsões para o crescimento económico português. A incerteza nos mercados financeiros internacionais, a correcção dos desequilíbrios macroeconómicos globais conduzindo a um enquadramento externo menos favorável para os mercados das exportações portuguesas, e uma desaceleração mais acentuada na economia norte-americana constituem factores de risco nas projecções apresentadas.

3 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE

No presente capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para as actividades reguladas do sector do gás natural.

Definem-se os pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de gás natural.

3.1 PRESSUPOSTOS CONSIDERADOS

Os valores dos proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009 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.
- Margem de comercialização.
- Preços unitários médios de aquisição de gás natural.
- Quantidades de gás natural.
- Impactes da Lei n.º 12/2008.
- Contratos de concessão.
- Licenças de concessão.

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 e proveitos operacionais, com excepção dos custos de aquisição de gás natural, e os investimentos para o ano gás 2008-2009.

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: %

| | CE ¹ | OCDE ² | MFAP ³ |
|------|-----------------|-------------------|-------------------|
| 2008 | 2,4 | 2,4 | 2,7 |
| 2009 | 2,3 | 2,1 | 2,6 |

Fonte: 1 - Previsões de Outono, Comissão Europeia, Novembro 2007

2 - Economic Outlook, nº82, Dezembro 2007

3 - Programa de Estabilidade e Crescimento 2007-2011 - actualização de Dezembro de 2007, Ministério das Finanças e da Administração Pública, Dezembro 2007

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes entre si, tanto para o ano de 2008 como para o ano de 2009, como se esquematiza no quadro seguinte:

Quadro 3-2 - Previsões económicas

| | 2008 | 2009 |
|---|------|------|
| Lisboagás Distribuição | 2,3% | 2,2% |
| Lisboagás Comercialização | 2,3% | 2,2% |
| Lusitâniagás Distribuição | 2,3% | 2,2% |
| Lusitâniagás Comercialização | 2,3% | 2,2% |
| Setgás Distribuição | 2,3% | 2,2% |
| Setgás Comercialização | 2,3% | 2,2% |
| Beiragás | 2,3% | 2,2% |
| Tagusgás | 2,3% | 2,2% |
| Duriensegás | 2,3% | 2,2% |
| Medigás | 2,3% | 2,2% |
| Dianagás | 2,3% | 2,2% |
| Paxgás | 2,3% | 2,2% |
| Transgás Armazenagem | 2,3% | 2,2% |
| Transgás, S.A. | 2,3% | 2,2% |
| GDP - Gás Natural, S.A. | 2,3% | 2,2% |
| Portgás- Soc. de Produção e Distribuição de Gás | 2,7% | 2,9% |
| Portgás, Serviço Universal | 2,7% | 2,9% |
| Dourogás | 2,4% | 2,2% |
| REN Gasodutos, S.A. | 2,1% | 2,1% |
| REN Atlântico S.A. | 2,1% | 2,1% |
| REN Armazenagem, S.A. | 2,1% | 2,1% |

Fonte: Empresas do sector do gás natural

As taxas de inflação adoptadas pela ERSE (deflator do PIB) para 2008 (2,7%) e para 2009 (2,6%) são as que constam do documento “Programa de Estabilidade e Crescimento 2007-2011 – actualização de Dezembro de 2007”, do Ministério das Finanças e da Administração Pública.

3.1.1 TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS ACTIVOS REGULADOS

O valor da taxa de remuneração considerada para todas as actividades reguladas da REN Atlântico, da REN Gasodutos e da REN Armazenagem foi de 8%, de acordo com a taxa definida para o primeiro período de regulação do sector do gás natural. A justificação da adopção da taxa encontra-se no documento “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”.

A ERSE apresentou em Julho de 2006, para conhecimento do Conselho Tarifário, o documento “Custo de capital das actividades reguladas do sector do gás natural – Estudo preliminar”, onde para além de um intervalo de valores para as infraestruturas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, de rede de transporte de gás natural e para as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural, apresentava igualmente o intervalo de valores para o custo de capital das actividades desenvolvidas pelas empresas de distribuição de gás natural, tendo o Conselho Tarifário emitido um parecer positivo relativamente à metodologia e aos resultados apresentados.

Em Setembro de 2006, a ERSE procedeu à conclusão do referido estudo, actualizando os cálculos que determinavam o intervalo de valores para o custo de capital para as empresas de distribuição de gás natural.

Tendo por base esse estudo foi assumido pela ERSE que o custo de capital para remunerar os activos afectos à actividade de distribuição das referidas empresas seria de 9%, valor máximo para que apontava o intervalo de valores, razão pela qual não se procedeu a qualquer actualização desse documento.

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.

3.1.2 TAXA DE ACTUALIZAÇÃO DO CUSTO COM CAPITAL

As actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte de gás natural e Distribuição de gás natural 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 amortizações⁴, 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

⁴ Amortizações do exercício deduzidas das amortizações das participações ao investimento.

efectuar ao longo do projecto traduz uma repartição entre utilizadores actuais e futuros de cada uma das redes de distribuição, ao mesmo tempo que assegura o equilíbrio económico e financeiro.

As taxas de actualização definidas pela ERSE das quantidades de gás natural a processar no terminal de GNL e nos gasodutos para o primeiro período de regulação do sector do gás natural são de 15% e 11%, respectivamente. A justificação da adopção da taxa encontra-se no documento “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”.

Uma vez que o risco de previsão das quantidades se encontra a montante das infraestruturas das redes de distribuição, ou seja, está presente nas infraestruturas do terminal de GNL e na rede de gasodutos, a taxa de actualização definida pela ERSE para actualização das quantidades de gás natural a serem movimentadas na rede de distribuição corresponde à taxa de remuneração dos activos (9%), de acordo com o estipulado na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos.

3.1.3 IMPACTES DA LEI N.º 12/2008

A Lei n.º 23/96, de 26 de Julho, criou no ordenamento jurídico alguns mecanismos destinados a proteger o utente de serviços públicos essenciais. Esta Lei foi alterada pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro que, entre outras disposições, proíbe a cobrança aos utentes de quaisquer importâncias a título de preço, alugue, amortização ou inspecção periódica de contadores.

Uma vez que, esta Lei entra em vigor 90 dias após a data da sua publicação, ou seja, em 26 de Maio do corrente ano, data anterior à da aplicação das tarifas que a ERSE está a preparar, resulta que o valor dos proveitos permitidos não poderá conter nenhum valor de remuneração e amortizações associados a contadores, pelo que as bases de activos regulados das empresas de distribuição de gás natural devem ser expurgadas dos valores dos contadores.

Considerando que a desagregação dos imobilizados por rubricas, por valor bruto, por amortizações e por subsídios para todos os semestres do período da concessão tinha sido elaborada pelas empresas sem terem retirado a parcela relativa a contadores e que não seria praticável alterar todos os quadros a enviar em tempo útil, a ERSE aceitou que este assunto fosse objecto de tratamento separado.

As várias empresas têm adoptado práticas contabilísticas diferentes, o que obriga a uma análise cuidada dos registos de modo a harmonizar os critérios de selecção das rubricas a retirar da base de custos para regulação, a qual, como se referiu acima, não seria viável nesta data.

A determinação do valor dos aparelhos de medida passará por um processo, que irá obrigar a identificar, ano a ano, os contadores adquiridos e o respectivo valor bruto, amortizações, subsídios e amortizações anuais dos correspondentes subsídios.

Apesar disso, face à necessidade de se conseguir obter em tempo útil os valores dos contadores por empresa, de modo a poder retirá-los das respectivas bases de activos regulados para efeito de cálculo de tarifas para o ano gás 2008-2009, a ERSE solicitou às empresas a indicação dos valores acima referidos associados a estes equipamentos de medição, de acordo com os respectivos registos contabilísticos, para que pudesse dar cumprimento ao definido na Lei n.º 12/2008.

A informação enviada pela Dourogás, de acordo com a empresa, resulta dos registos contabilísticos. Já no que se refere à Portgás e às restantes empresas de distribuição, as quais integram o universo Galp, o procedimento adoptado para determinação do valor do activo líquido dos contadores assentou numa metodologia expedita tendo por base a estimativa de custos unitários actuais dos equipamentos de medida associados aos vários tipos de instalações consumidoras, bem como a definição de uma vida útil média (16 anos). Relativamente ao correspondente valor líquido dos subsídios associados, recorreu-se igualmente a uma estimativa do valor bruto, em função de uma afectação *pro rata* dos subsídios recebidos em cada ano e da amortização acumulada, utilizando para o efeito a mesma taxa de amortização aplicada ao activo bruto.

Os valores apresentados à ERSE com base na metodologia acima descrita conduziram a valores de activos líquidos de amortizações e subsídios associados a contadores no montante de cerca de 13,5 milhões de euros.

Estes valores foram deduzidos pela ERSE às respectivas bases de activos regulados, tendo tido um impacto nos proveitos permitidos para efeito de cálculo de tarifas para o ano gás 2008-2009 face ao cenário base, que os incluía, no montante de 2 123 milhares de euros.

Esta identificação apresenta carácter provisório. Assim, estes valores poderão vir a sofrer ajustamentos em resultado das certificações a realizar por entidades externas independentes devidamente credenciadas na avaliação deste tipo de activos.

As empresas de distribuição de gás natural deverão entregar à ERSE até 6 de Junho de 2008 as certificações comprovativas dos valores dos contadores a abater à base de activos para efeitos de regulação.

3.1.4 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

3.1.4.1 DIFERENCIAL MÉDIO A APLICAR ÀS NECESSIDADES DE FINANCIAMENTO

O diferencial médio a aplicar às necessidades de financiamento do comercializador de último recurso grossista na determinação dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009, de acordo com o artigo 75.º do Regulamento Tarifário (novo articulado), é de 0,37%.

O diferencial médio a aplicar às necessidades de financiamento dos comercializadores de último recurso retalhistas na determinação dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009, de acordo com o artigo 79.º do Regulamento Tarifário (novo articulado), é de 0,23%.

3.1.4.2 TAXA DE JURO EURIBOR

Para o cálculo da margem de comercialização foi utilizada a taxa de juro EURIBOR a três meses, do dia 31 de Março de 2008, adicionado de um *spread* que se fixa em 1,5% até final deste primeiro período de regulação.

Tendo sido a taxa EURIBOR em 31 de Março de 4,727%, a adição do *spread* de 1,5% resulta num valor de 6,227% para a taxa de juro a aplicar no cálculo das margens de comercialização de último recurso.

3.1.5 BALANÇO DE GÁS NATURAL

As previsões de consumo de gás natural para o ano gás 2008-2009 basearam-se nas previsões do comercializador de último recurso grossista para os grandes clientes e nas precisões dos comercializadores de último recurso retalhistas.

No que respeita aos centros electroprodutores as previsões consideram as previsões da REN Gasodutos.

Tendo em conta a última informação disponibilizada pelo comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) a ERSE refez a afectação das quantidades de gás natural previstas entrar no SNGN tendo aumentado em 361,67 milhões de m³ (N) as quantidades entradas através do terminal de Sines e diminuído igual montante às entradas previstas injectar inicialmente no gasoduto através da interligação de Campo Maior.

As novas quantidades consideradas pela ERSE para o ano gás 2008-2009 apresentam-se no Quadro 3-3.

Quadro 3-3 – Entradas de gás natural no SNGN

Unidade: GWh

| | Ano gás 2008-2009 | | |
|-----------------------------|-------------------|------------|---------------|
| | GN | GNL | GN + GNL |
| Importação via Gasoduto | 25 662 | - | 25 662 |
| Campo Maior | 25 662 | - | 25 662 |
| Valença do Minho | 0 | - | 0 |
| Importação via Terminal GNL | 31 136 | 652 | 31 788 |
| Injecções RNT | 31 136 | - | 31 136 |
| Camião cisterna | - | 652 | 652 |
| Stock inicial | - | 444 | 444 |
| Stock final | - | 444 | 444 |
| Extracções do Armazenamento | | | |
| Subterrâneo | 0 | - | 0 |
| Total das entradas no SNGN | 56 798 | 652 | 57 450 |
| Entradas na RNTGN | 56 798 | 0 | 56 798 |

Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos comercializadores de último recurso e dos operadores das redes de distribuição e de transporte de gás natural (Distribuidoras e REN Gasodutos), assumiram-se como válidas as previsões dos comercializadores de último recurso grossista e retalhistas. Por outro lado, considerou-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiu-se a diferença por todos os distribuidores, preservando a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007 no que respeita ao crescimento natural dos consumos. No que diz respeito à Portgás, somaram-se os novos grandes clientes identificados por esta empresa, posteriormente ao envio inicial da informação⁵. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas 3 maiores distribuidoras.

Assim, para as empresas distribuidoras regionais as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos comercializadores de último recurso retalhistas com as quantidades de grandes clientes previstas pelo comercializador de último recurso grossista e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007.

As quantidades de gás natural consideradas pela ERSE, para o ano gás 2008-2009, para os comercializadores de último recurso e para os clientes do mercado livre, são as que se descrevem nos quadros seguintes:

⁵ Salienta-se que as previsões da Portgás para o ano gás t estão em total confronto com os valores ocorridos até à data.

Quadro 3-4 – Quantidades para o Comercializador de último recurso grossista

| | GWh | 10 ³ m ³ |
|---|--------|--------------------------------|
| Saídas da RNDGN para clientes - CURGgc | | |
| 1 Beiragás | 125 | 10 698 |
| 2 Dianagás | 0 | 0 |
| 3 Dourogás | 0 | 0 |
| 4 Duriensegás | 15 | 1 304 |
| 5 Lisboagás | 3 747 | 321 135 |
| 6 Lusitaniagás | 6 332 | 542 692 |
| 7 Medigás | 0 | 0 |
| 8 Paxgás | 0 | 0 |
| 9 Portgás | 3 917 | 335 743 |
| 10 Setgás | 1 200 | 102 868 |
| 11 Tagusgás | 822 | 70 420 |
| Total das Saídas para clientes do CURr na RNDGN | 16 157 | 1 384 861 |

Quadro 3-5 – Quantidades para o Comercializador de último recurso retalhista

| | GWh | 10 ³ m ³ |
|---|-------|--------------------------------|
| Saídas da RNDGN para clientes - CUR retalhista | | |
| 1 Beiragás | 392 | 33 583 |
| 2 Dianagás | 67 | 5 785 |
| 3 Dourogás | 106 | 9 066 |
| 4 Duriensegás | 186 | 15 930 |
| 5 Lisboagás | 2 504 | 214 581 |
| 6 Lusitaniagás | 1 825 | 156 458 |
| 7 Medigás | 81 | 6 909 |
| 8 Paxgás | 7 | 621 |
| 9 Portgás | 2 688 | 230 407 |
| 10 Setgás | 715 | 61 246 |
| 11 Tagusgás | 373 | 31 935 |
| Total das Saídas para clientes do CURr na RNDGN | 8 943 | 766 521 |

Quadro 3-6 – Quantidades para os clientes do mercado livre

| | GWh | 10 ³ m ³ |
|---|-------|--------------------------------|
| Saídas da RNDGN para clientes - ML | | |
| 1 Beiragás | 0 | 0 |
| 2 Dianagás | 0 | 0 |
| 3 Dourogás | 0 | 0 |
| 4 Duriensegás | 0 | 0 |
| 5 Lisboaagás | 794 | 68 096 |
| 6 Lusitaniagás | 579 | 49 651 |
| 7 Medigás | 0 | 0 |
| 8 Paxgás | 0 | 0 |
| 9 Portgás | 853 | 73 118 |
| 10 Setgás | 0 | 0 |
| 11 Tagusgás | 0 | 0 |
| Total das Saídas para clientes do CURr na RNDGN | 2 227 | 190 866 |

Seguidamente apresenta-se um quadro comparativo das quantidades previstas pelas empresas e das quantidades consideradas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos do comercializador de último recurso retalhista, para o ano gás 2008-2009.

Quadro 3-7 - Comparação entre quantidades de gás natural das empresas e da ERSE

| | ERSE | Empresas | Unidade: 10 ³ m ³ Diferença |
|--|---------|----------|--|
| Saídas da RNDGN para clientes - CUR retalhista | | | |
| 1 Beiragás | 44 281 | 47 888 | -3 607 |
| 2 Dianagás | 5 785 | 6 145 | -360 |
| 3 Dourogás | 9 066 | 9 066 | 0 |
| 4 Duriensegás | 17 234 | 16 373 | 861 |
| 5 Lisboaagás | 603 813 | 524 756 | 79 057 |
| 6 Lusitaniagás | 748 801 | 672 785 | 76 016 |
| 7 Medigás | 6 909 | 7 808 | -899 |
| 8 Paxgás | 621 | 645 | -24 |
| 9 Portgás | 639 269 | 232 731 | 406 538 |
| 10 Setgás | 164 114 | 169 075 | -4 961 |
| 11 Tagusgás | 102 355 | 147 239 | -44 884 |

3.1.6 COMPENSAÇÕES ESTABELECIDAS NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho de 2006, estabelece as bases de concessão das empresas das actividades reguladas do Acesso à RNTGN e à RNDGN, prevendo no n.º 2 do seu artigo 7.º que as concessões de distribuição regional sejam atribuídas mediante contratos de concessão a assinar entre o Estado e as empresas num prazo de um ano a contar da data de entrada em vigor deste decreto-lei (artigo 70.º). Neste artigo refere-se que os novos contratos de concessão devem assegurar o direito das concessionárias à manutenção do equilíbrio económico e financeiro das respectivas concessões.

Neste âmbito os contratos prevêm no n.º 11 dos considerandos que:

“ O Estado, com vista a garantir o equilíbrio económico e financeiro e promover a liberalização, assegura ainda à entidade titular da licença de comercialização de último recurso o direito, durante os cinco primeiros períodos regulatórios, a um proveito permitido adicional de 4€/cliente/ano, considerando o número de clientes reportado ao início de cada período regulatório. Considera-se o disposto no presente parágrafo como reproduzido na respectiva licença de comercialização de último recurso”.

No caso específico da Tagusgás o contrato de concessão no n.º 10 dos considerandos estabelece o seguinte:

“No intuito de assegurar o equilíbrio económico e financeiro da actual Concessão ...o estado assegura à Concessionária, a remuneração da actividade concessionada, nos termos a estabelecer pela ERSE, uma reavaliação dos activos da Concessão...que incluirá no valor dos activos reavaliados o montante de 12 116 000,00 euros (doze milhões cento e dezasseis mil euros), a título de compensação pelos fundos públicos não recebidos pela concessionária...”

A ERSE no cálculo dos proveitos permitidos das actividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural teve em consideração estas disposições.

Em conjunto, o impacte destas compensações nos proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009 apresenta-se no Quadro 3-8.

Quadro 3-8 - Compensações estabelecidas nos contratos de concessão

| Compensação | | Valor para o ano gás 2008-2009 10 ³ EUR | Número de clientes no início do período de regulação |
|--------------|-------------|---|--|
| Beiragás | Clientes | 135,5 | 33 875 |
| Lisboagás | Clientes | 1 837,7 | 459 419 |
| Lusitâniagás | Clientes | 643,9 | 160 971 |
| Portgás | Clientes | 728,1 | 182 022 |
| Setgás | Clientes | 526,0 | 131 496 |
| Tagusgás | Clientes | 89,1 | 22 264 |
| | Reavaliação | 883,1 | |
| Total | | 4 843,2 | 990 047 |

Relativamente às reavaliações dos activos imobilizados previstas no artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 140/2006 as entidades concessionárias devem enviar à ERSE, no prazo máximo de 45 dias após a assinatura dos contratos, os relatórios das reavaliações produzidos por entidades independentes, constantes da lista das entidades reconhecidas pelo Ministério das Finanças. As tarifas ora aprovadas contemplam previsões das empresas cujos valores carecem de confirmação do Ministério das Finanças. A apresentação dos valores finais permitirá o reconhecimento de eventuais ajustamentos nas tarifas de anos futuros.

3.1.7 PREÇO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

A ERSE considerou a informação prevista para o ano gás 2008-2009 enviada pelo comercializador do SNGN.

Tendo em conta esta informação o custo unitário de aquisição de gás natural a aplicar a todos os comercializadores de último recurso retalhistas e ao comercializador de último recurso a grandes clientes pelo comercializador de último recurso grossista é de 2,153 cent€/kWh.

Este custo inclui o custo do gás natural, o custo do uso do terminal de GNL, o custo com o uso das instalações de armazenamento subterrâneo e os custos de funcionamento do comercializador do SNGN.

3.2 BALANÇO DE GÁS NATURAL

As previsões de consumo de gás natural para o ano gás 2008-2009 têm por base as previsões dos comercializadores de último recurso, além de incorporam as previsões da REN Gasodutos para os

centros electroprodutores. Nestas previsões assume-se que os clientes que saem para o mercado liberalizado mantêm o nível de consumo do ano anterior.

O Quadro 3-9 mostra que o consumo de gás natural previsto para o ano gás 2008-2009 com base nos valores das empresas apresenta um aumento de 18% face ao ocorrido no ano civil de 2007.

Quadro 3-9 - Consumo de gás natural para 2008-2009 face ao ocorrido em 2007

Unidade: GWh

| | | Consumo Ano gás 2008- 2009 (1) | Ocorrido 2007 (2) | % (1)-(2))/(2) |
|-----|----------------------------------|---|----------------------|-------------------|
| 1 | Consumos totais | 55 941 | 47 560 | 18% |
| 2 | Centros electroprodutores | 24 208 | 21 470 | 13% |
| 3 | Grandes clientes e domésticos | 31 733 | 26 090 | 22% |
| 3.1 | Grandes clientes | 22 790 | 17 301 | 32% |
| 3.2 | Domésticos | 8 943 | 8 789 | 2% |

De acordo com as previsões recebidas das empresas, com a análise de tendência do consumo agregado e com os pressupostos apresentados, determina-se o balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural para 2008-2009. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da rede de transporte e das redes de distribuição.

Quadro 3-10 - Balanço de gás natural na RNTGN para 2008-2009

| RNTGN | Balanço físico de gás natural na RNTGN | Unidades: GWh |
|---------------|---|---------------|
| | Entradas na RNTGN | |
| 1=1.1+1.2 | 1 Importação gasoduto | 25 662 |
| | 1.1 Campo Maior | 25 662 |
| | 1.2 Valença do Minho | 0 |
| 2=2.1+2.2+2.3 | 2 Importação Terminal GNL | 31 788 |
| | 2.1 Injecções RNT | 31 136 |
| | 2.2 Camião cisterna | 652 |
| | 2.3 Variação de existências | 0 |
| | 3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo | 0 |
| 4=1+2+3 | 4 Total das Entradas no SNGN | 57 450 |
| 5=1+2.1+3 | 5 Entradas na RNTGN | 56 798 |
| | Saídas da RNTGN | |
| | 6 Exportação (Valença do Minho) | 0 |
| | 7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo | 1 251 |
| | 8 Centros electroprodutores | 24 208 |
| | 9 Clientes industriais em AP | 4 406 |
| | 10 Redes de distribuição (interligadas) | 26 871 |
| 11=6+7+8+9+10 | 11 Total das Saídas da RNTGN | 56 736 |
| | 12 Variação das existências (Linepack) | 0 |
| | 13 Perdas e autoconsumos na RNTGN | 62 |
| 14=8+9+10 | 14 Total de consumos da RNTGN | 55 485 |

Quadro 3-11 - Balanço de gás natural na RNDGN para 2008-2009

| RNDGN | Balanço físico de gás natural na RNDGN | Unidades: GWh |
|-------------|--|---------------|
| | Entradas na RNDGN | |
| 15=10 | 15 Redes interligadas | 26 871 |
| | 16 Redes abastecidas por UAG | 456 |
| 17=15+16 | 17 Total de entradas na RNDGN | 27 327 |
| | Saídas da RNDGN | |
| | 18 Clientes em MP | 16 766 |
| | 19 Clientes em BP | 10 561 |
| | 20 Perdas e autoconsumos na RNDGN | 0 |
| 21=18+19+20 | 21 Total de saídas da RNDGN | 27 327 |
| | Saídas da RNDGN | |
| 22=10=21 | 22 Total de saídas da RNDGN | 27 327 |
| | 22.1 Beiragás | 517 |
| | 22.2 Dianagás | 67 |
| | 22.3 Dourogás | 106 |
| | 22.4 Duriensegás | 201 |
| | 22.5 Lisboa gás | 7 045 |
| | 22.6 Lusitaniagás | 8 736 |
| | 22.7 Medigás | 81 |
| | 22.8 Paxgás | 7 |
| | 22.9 Portgás | 7 458 |
| | 22.10 Setgás | 1 915 |
| | 22.11 Tagusgás | 1 194 |

Além do balanço energético, a previsão da procura também fornece ao modelo tarifário dados sobre o número de clientes em cada rede e de cada agente (apresentado no quadro seguinte).

Quadro 3-12 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2008-2009

Unidades: n. clientes

| Número de clientes | CURG grandes clientes | CUR retalhistas | Comercializadores de mercado | Total |
|------------------------------------|-----------------------|------------------|------------------------------|------------------|
| Clientes ligados na RNT | 7 | | 4 | 11 |
| Clientes nas redes de distribuição | 226 | 1 087 051 | 15 | 1 087 292 |
| Beiragás | 4 | 38 716 | 0 | 38 720 |
| Dianagás | 0 | 4 471 | 0 | 4 471 |
| Dourogás | 0 | 11 021 | 0 | 11 021 |
| Duriensegás | 1 | 20 855 | 0 | 20 856 |
| Lisboagás | 38 | 469 877 | 5 | 469 920 |
| Lusitaniagás | 95 | 168 430 | 4 | 168 529 |
| Medigás | 0 | 12 613 | 0 | 12 613 |
| Paxgás | 0 | 567 | 0 | 567 |
| Portgás | 67 | 195 302 | 6 | 195 374 |
| Setgás | 11 | 139 526 | 0 | 139 537 |
| Tagusgás | 10 | 25 673 | 0 | 25 683 |
| Total de consumidores de GN | 233 | 1 087 051 | 19 | 1 087 303 |

A explanação dos pressupostos subjacentes às previsões de consumo de gás natural, assim como a análise e caracterização da procura de gás natural que permitiram desenvolver o balanço de gás natural, encontram-se no documento “Análise da Evolução e Caracterização da Procura de Gás Natural para o Ano Gás 2008-2009”, que constitui um anexo ao presente documento, fazendo dele parte integrante.

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 para regulação.

3.3.2 PRESSUPOSTOS

O cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009 teve por base os seguintes pressupostos:

- Taxa de inflação – 2,7% para 2008 e 2,6% para 2009
- Taxa de remuneração do capital – 8%
- Taxa de actualização do activo – 8%
- Taxa de actualização das quantidades de gás natural – 15%
- Alteração das quantidades de gás natural propostas pela REN Atlântico para o ano gás 2008-2009, de 2 363 milhões de m³ para 2 724,67 milhões de m³.

3.3.3 INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela REN Atlântico à ERSE respeita na generalidade as necessidades expressas no artigo 124.º do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural.

Assim, 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 2.º ano gás (2008-2009), bem como as previsões referentes ao ano gás em curso 2007-2008, desagregadas pelas funções reguladas.
- Taxas de inflação utilizadas.
- Chave de repartição dos custos comuns, por função.
- Chave de repartição dos imobilizados e investimentos comuns, por função.

Não foram enviados os balanços previsionais desagregados pelas funções de Recepção, Armazenamento e de Regaseificação, para o 2.º ano gás (2008-2009), bem como os balanços estimados referentes ao ano gás em curso. A este nível, foi enviado apenas um balanço global da REN Atlântico para os anos gás 2007-2008 e 2008-2009.

Salienta-se a boa colaboração demonstrada pela empresa no esclarecimento de todas as dúvidas que surgiram.

Foram aceites na íntegra os custos de exploração previstos para o ano gás 2008-2009, que decorre entre Julho de 2008 e Junho de 2009, 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 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, 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 aceites os valores enviados pela REN Atlântico, sendo que a ERSE entendeu proceder às seguintes alterações:

- a) Quantidades de gás previstas para o ano gás 2008-2009, para 2 724,67 milhões de m³, contra os 2 363 milhões de m³ enviados pela REN Atlântico;
- b) Taxas de inflação consideradas pela REN Atlântico, de 2,1% nos anos de 2008 e 2009, para as taxas consideradas pela ERSE para cálculo de tarifas 2008-2009, para todas as empresas, de 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009.

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 ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 58.º 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 3-13.

Quadro 3-13 - Proveitos permitidos para a função de Recepção de GNL

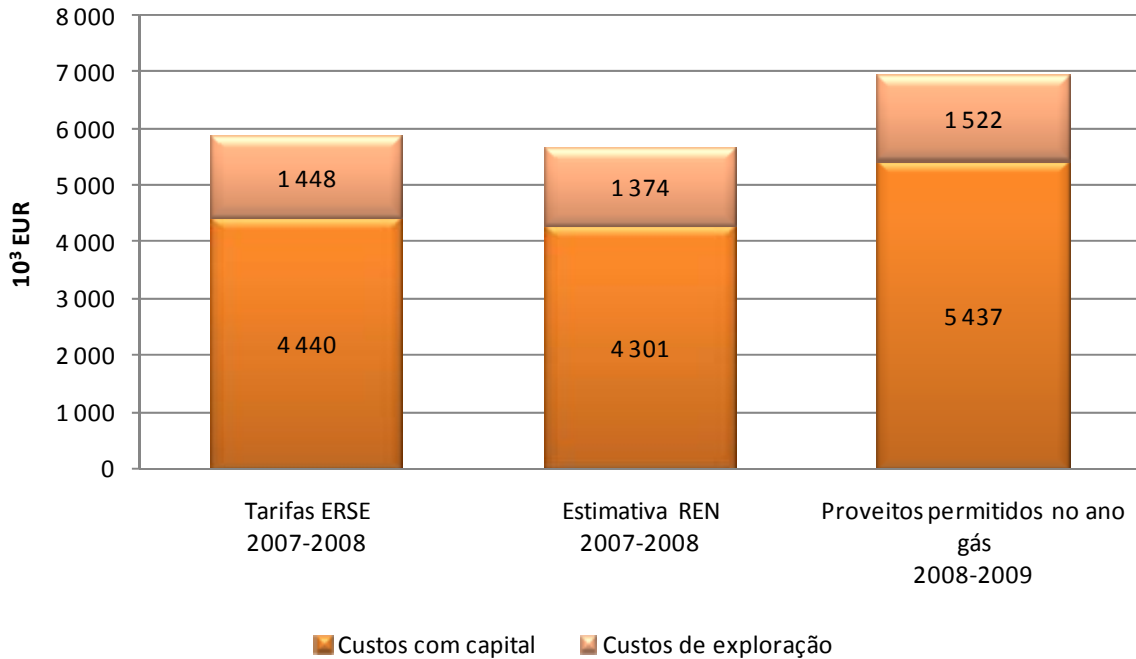
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 (1) | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 (2) | Variação (%) [(2) - (1)]/(1) |
|---|----------------------------------|--------------------------------|--|------------------------------------|
| $\tilde{C}C_{Re,t}$ Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás t | 4 440 | 4 301 | 5 437 | 22% |
| $\tilde{C}E_{Re,t}$ Custos de exploração afectos a esta função, previstos para o ano gás t | 1 448 | 1 374 | 1 522 | 5% |
| $\tilde{S}_{Re,t}$ 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 | |
| $Amb_{Re,t-2}$ Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, aceites pela ERSE | 0 | 0 | 0 | |
| $ACI_{Re,t-2}$ 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 | |
| $\Delta R_{Re,t-2}^{GF}$ 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 | |
| $R_{Re,t}^{GF}$ Proveitos permitidos da função de Recepção de GNL, previstos para o ano gás t | | | | |
| | | | $\tilde{C}C_{Re,t} + \tilde{C}E_{Re,t} - \tilde{S}_{Re,t} + (Amb_{Re,t-2} - ACI_{Re,t-2}) \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{Re,t-2}^{GF}$ | |
| | 5 887 | 5 675 | 6 959 | 18% |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 6 959 milhares de euros, correspondendo ao somatório de 1 522 milhares de euros de custos de exploração e 5 437 milhares de euros resultantes do custo com capital. Relativamente às tarifas do ano gás 2007-2008, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 18%, sendo que 22% resultam dos custos com capital afectos a esta função, e 5% correspondem a um acréscimo dos custos de exploração.

A Figura 3-1 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o mesmo período e os proveitos permitidos para as tarifas do ano gás de 2008-2009, calculados pela ERSE.

Figura 3-1 - Proveitos permitidos



3.3.4.2.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-14 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Recepção de GNL, aceites para tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o ano gás 2008-2009 e os custos de exploração aceites o cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-14 - Custos de Exploração da função de Recepção de GNL

Unidade: 10³ EUR

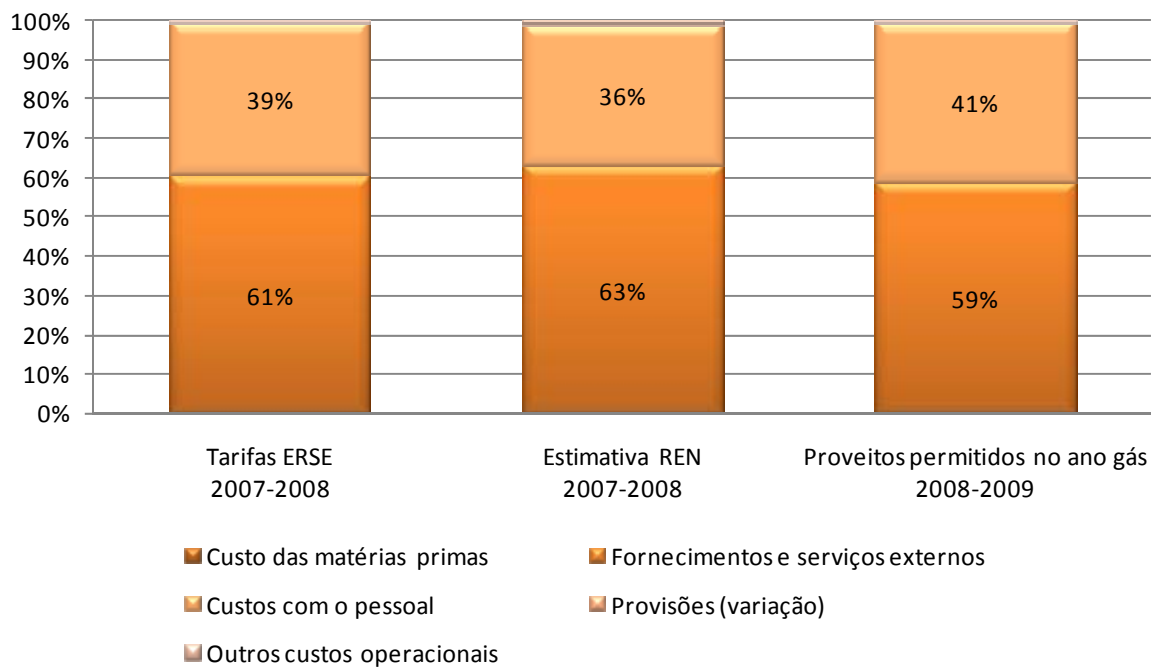
| | Tarifas ERSE 2007-2008 (1) | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 (2) | Variação (%) [(2) - (1)]/(1) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------------|-------------------------------|--------------------------|--|---------------------------------|------------------------|---|
| | Peso dos custos % | | | | | |
| Custo das matérias primas | 0 | 0 | 0 | - | 0% | 0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 877 | 868 | 898 | 2% | 61% | 59% |
| Custos com o pessoal | 567 | 495 | 624 | 10% | 39% | 41% |
| Provisões (variação) | 0 | 0 | 0 | -100% | 0% | 0% |
| Outros custos operacionais | 3 | 11 | 0 | -97% | 0% | 0% |
| Custos de exploração | 1 448 | 1 374 | 1 522 | 5% | 100% | 100% |

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. Entre as tarifas do ano gás 2007-2008 e os proveitos permitidos do ano gás 2008-2009, os FSE apresentam um crescimento de 2% e os custos com pessoal crescem cerca de 10%. Os restantes agregados, provisões do exercício e outros custos operacionais, apresentam reduções de 100% e de 97%, respectivamente.

Os FSE continuam a ser a natureza de custos com maior peso percentual, ao nível dos custos de exploração aceites para tarifas, representado 59% do total, enquanto os custos com pessoal representam 41%, dos custos de exploração totais.

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

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



FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, representando 59% do total.

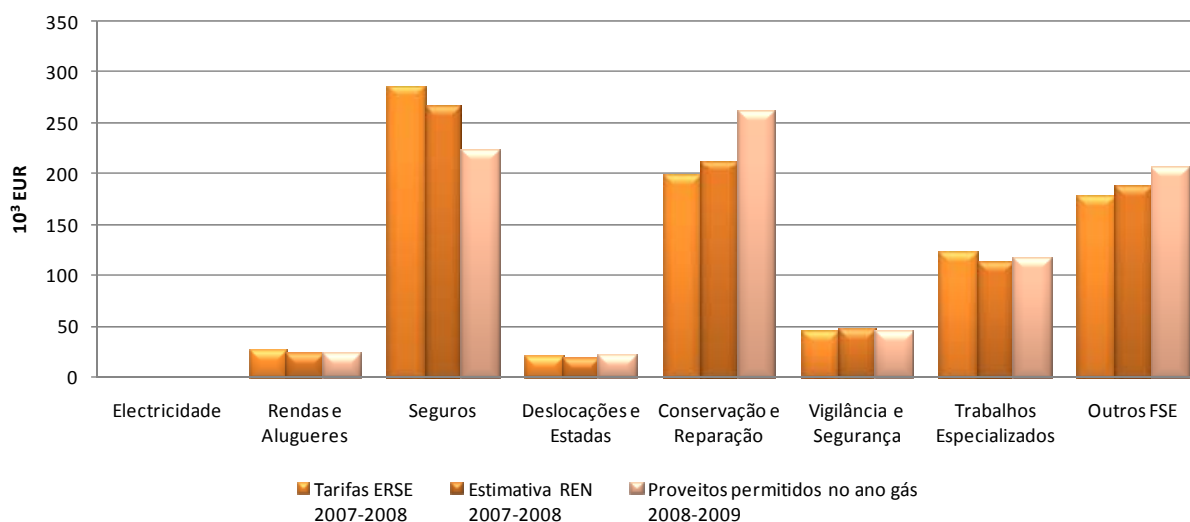
A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por naturezas é apresentada no Quadro 3-15.

Quadro 3-15 - Custos com FSE para a função de Recepção de GNL

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|--|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|------------------------------|--|
| | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Electricidade | 0 | 0 | 0 | - | 0% | 0% |
| Rendas e Alugueres | 27 | 23 | 23 | -14% | 3% | 3% |
| Seguros | 287 | 266 | 225 | -21% | 33% | 31% |
| Deslocações e Estadas | 20 | 19 | 22 | 12% | 2% | 2% |
| Conservação e Reparação | 198 | 212 | 261 | 32% | 23% | 24% |
| Vigilância e Segurança | 45 | 46 | 45 | -1% | 5% | 5% |
| Trabalhos Especializados | 123 | 114 | 117 | -5% | 14% | 13% |
| Outros FSE | 178 | 188 | 205 | 15% | 20% | 22% |
| Fornecimentos e serviços externos | 877 | 868 | 898 | 2% | 100% | 100% |

A Figura 3-3 permite visualizar a repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos, da função de Recepção de GNL, pelas diferentes naturezas. Em termos globais os custos com FSE crescem 2% relativamente aos valores aceites para tarifas 2007-2008. Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de seguros, conservação e reparação e trabalhos especializados, que no ano gás 2007-2008 representavam 69 % do total e no 2.º ano gás passam a representar 68%.

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

Os custos com pessoal representam nos custos aceites para o cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009, na totalidade dos custos de exploração, cerca de 41% do total, enquanto os valores aceites para tarifas do ano gás 2007-2008, representavam 39%, do total.

Para efeito de comparação, os custos de pessoal foram desagregados de acordo com o solicitado na Norma Complementar 1, em remunerações, pensões, encargos sobre remunerações, indemnizações por

despedimento e outros encargos. No Quadro 3-16 estão indicados os valores desagregados como atrás referido.

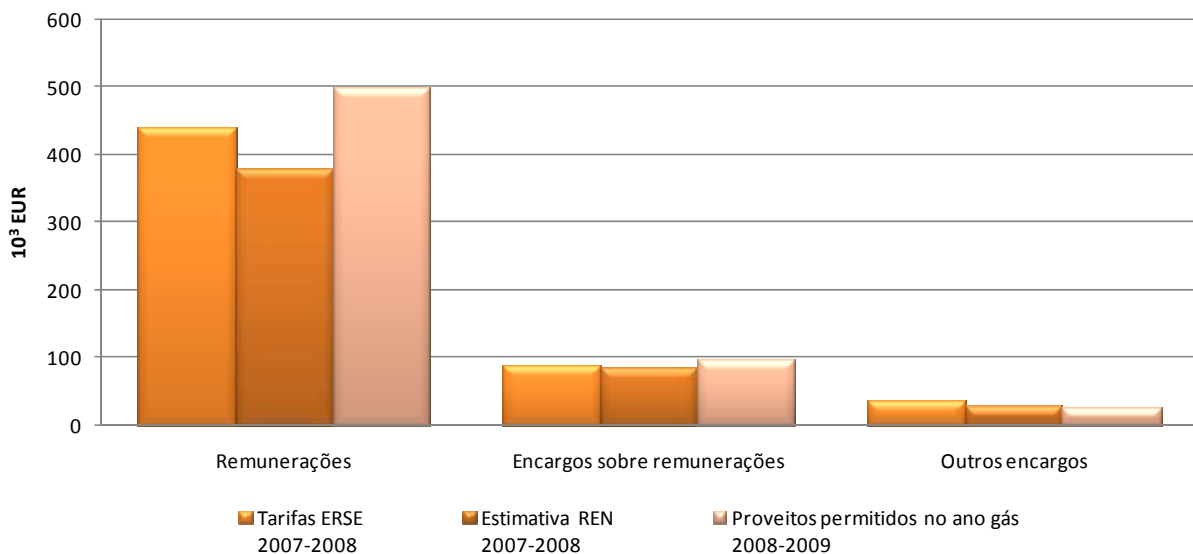
Quadro 3-16 - Custos com pessoal da função de Recepção de GNL

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|---------------------------|--------------------------------|--|-------------------|------------------------------|--|
| | (1) | | (2) | $[(2) - (1)]/(1)$ | Peso dos custos % | |
| Remunerações | 442 | 380 | 500 | 13% | 78% | 80% |
| Encargos sobre remunerações | 89 | 86 | 98 | 11% | 16% | 16% |
| Outros encargos | 37 | 28 | 26 | -28% | 6% | 4% |
| Custos com Pessoal | 567 | 495 | 624 | 10% | 100% | 100% |

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



As remunerações constituem o principal agregado de custos com pessoal representando no ano gás 2008-2009 cerca de 80% do total.

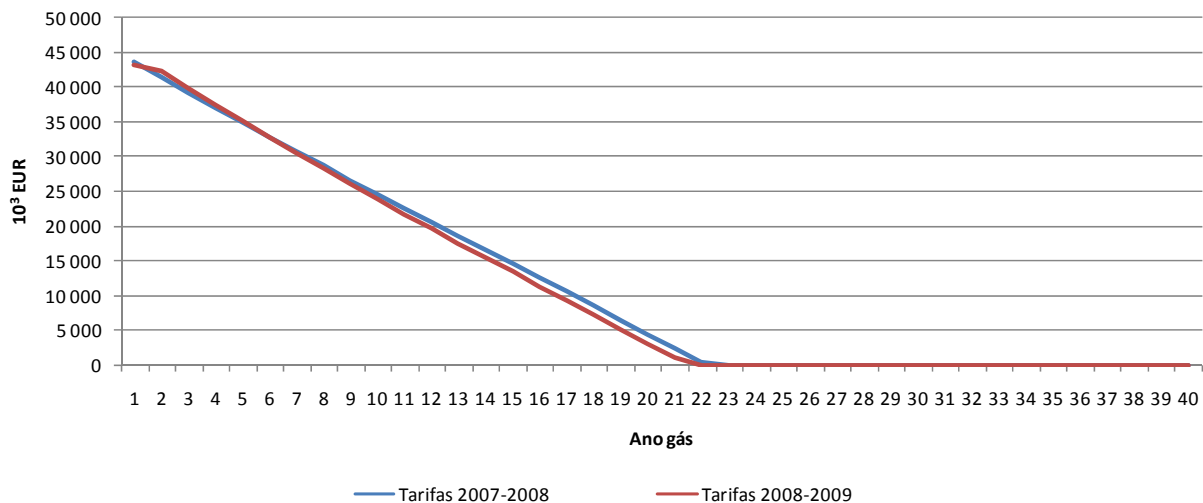
3.3.4.2.1.2 CUSTO COM CAPITAL

O valor, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor dos activos, imobilizados não financeiros em exploração, deduzido de amortizações e de participações ao investimento. Não são considerados para efeitos de cálculo dos custos com capital 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 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 totalmente 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 1 680 milhares de euros, a investir nos 1.º e 2.º anos gás, conforme Quadro 3-17.

**Quadro 3-17 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão
na função de Recepção de GNL**

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2007-2008 Estimativa | Ano gás 2008-2009 Previsão | Total |
|----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------|
| Investimento | 539 | 1 141 | 1 680 |
| <i>para imobilizado em curso</i> | 504 | 1 141 | 1 645 |
| <i>directo para exploração</i> | 35 | | 35 |
| Transferido para exploração | 273 | 1 372 | 1 645 |
| Em curso | 231 | 0 | 231 |

No Quadro 3-18 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a função de Recepção de GNL, aceite para tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico, apresentada em 2008, para o ano gás 2007-2008 e o valor aceite para o cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009. Verifica-se a redução da base de activos regulados, na função de Recepção de GNL em 3%, relativamente aos valores aceites para tarifas do ano gás 2007-2008.

**Quadro 3-18 - Imobilizado líquido e participações ao investimento
da função de Recepção de GNL**

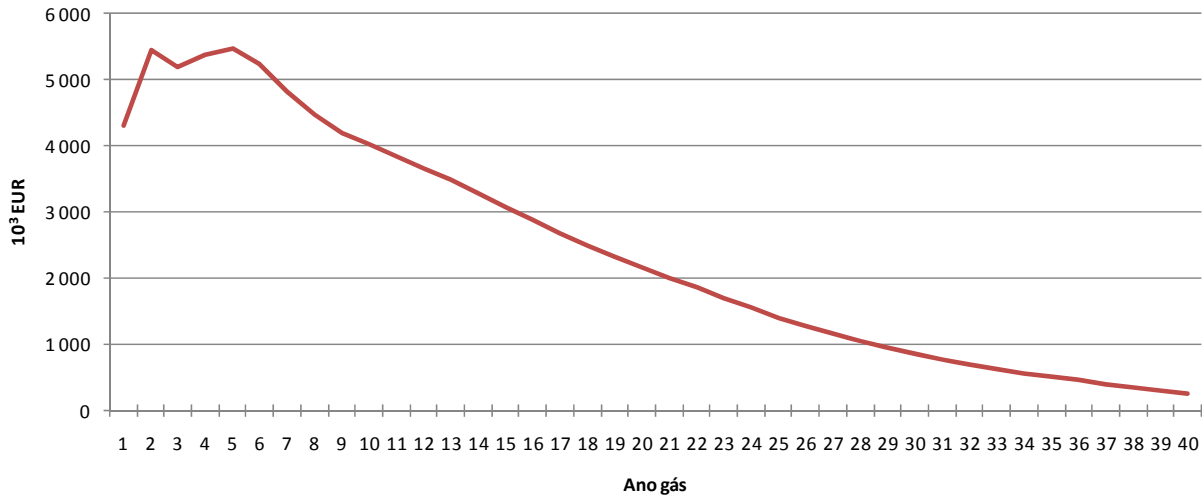
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) |
|--|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|
| | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 Imobilizado Líquido | 64 409 | 64 109 | 61 916 | -4% |
| 2 Imobilizado Incorpóreo | 0 | 0 | 0 | - |
| 3 Imobilizado Corpóreo | 64 409 | 64 109 | 61 916 | -4% |
| Terrenos e recursos naturais | 0 | 0 | 0 | - |
| Edifícios e outras construções | 1 857 | 1 849 | 1 755 | -5% |
| Equipamento básico | 62 480 | 61 545 | 58 469 | -6% |
| Equipamento de transporte | 15 | 15 | 8 | -48% |
| Ferramentas e utensílios | 15 | 110 | 76 | 407% |
| Equipamento administrativo | 30 | 37 | 24 | -19% |
| Outro imobilizado corpóreo | 12 | 322 | 1 584 | 13100% |
| 4 Imobilizado em curso | 0 | 231 | 0 | - |
| 5 Participações Líquidas | 20 738 | 20 586 | 19 573 | -6% |
| 6=1-4-5 Imobilizado líquido a remunerar | 43 671 | 43 291 | 42 344 | -3% |

O valor do custo com capital no cenário adoptado para o ano gás 2008-2009 ascende a 5 437 milhares de euros sendo superior em 22% ao valor apurado as tarifas do ano gás 2007-2008. Tal facto é motivado essencialmente pelo efeito do alisamento do custo com capital e pelo acréscimo verificado nas quantidades de gás consideradas para o ano 2008-2009.

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



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 foi calculado de acordo com o artigo 59.º 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 3-19, evidenciando-se as diferenças entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o mesmo período e os proveitos permitidos o ano gás 2008-2009, calculados pela ERSE.

Quadro 3-19 - Proveitos permitidos para a função de Armazenamento de GNL

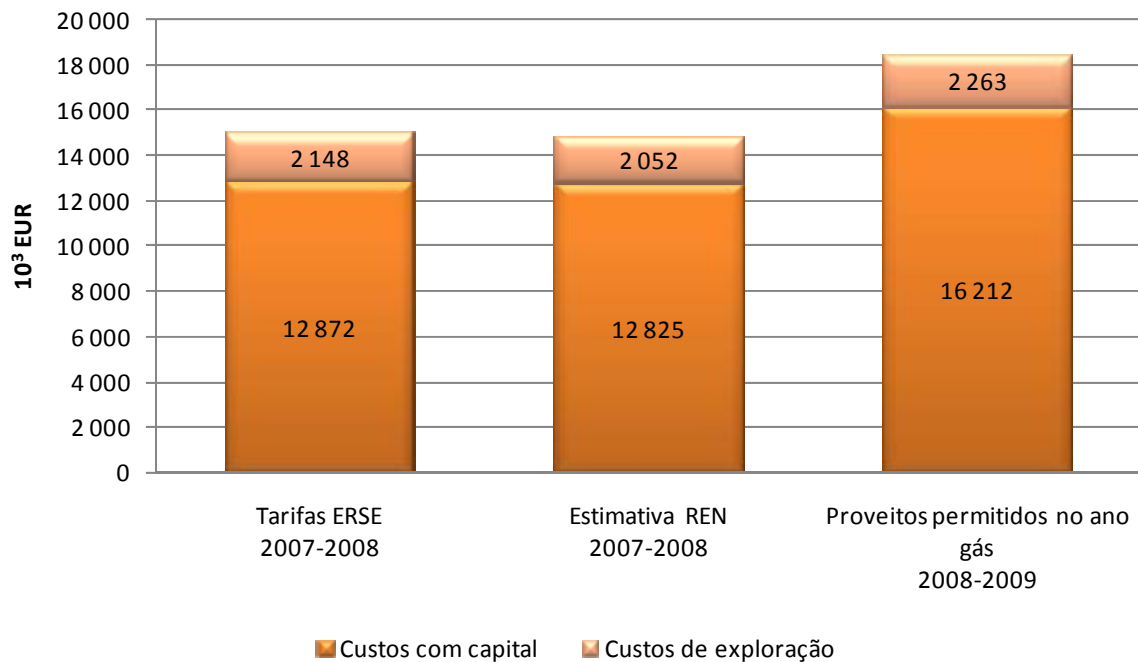
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 (1) | Estimativa REN 2007-2008 (2) | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) |
|--|---|---------------------------------------|---|-----------------|
| | | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| $\tilde{C}C_{Arm,t}$ Custos com capital afectos a esta função, previstos para o ano gás t | 12 872 | 12 825 | 16 212 | 26% |
| $\tilde{C}E_{Arm,t}$ Custos de exploração afectos a esta função, previstos para o ano gás t | 2 148 | 2 052 | 2 263 | 5% |
| $\tilde{S}_{Arm,t}$ 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 | |
| $Amo_{Arm,t-2}$ Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, aceites pela ERSE | 0 | 0 | 0 | |
| $ACT_{Arm,t-2}$ 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 | |
| $\Delta R_{Arm,t-2}^{OFF}$ 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 | |
| $\tilde{R}_{Arm,t}^{OFF}$ Proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL, previstos para o ano gás t | $\tilde{C}C_{Arm,t} + \tilde{C}E_{Arm,t} - \tilde{S}_{Arm,t} + (Amo_{Arm,t-2} - ACT_{Arm,t-2}) \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) - \Delta R_{Arm,t-2}^{OFF}$ | 15 020 | 18 475 | 23% |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 18 475 milhares de euros, correspondendo ao somatório de 2 263 milhares de euros de custos de exploração e 16 212 milhares de euros resultantes do custo com capital. Relativamente às tarifas do ano gás 2007-2008, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 23%, sendo que 26% resultam dos custos com capital afectos a esta função, e 5% correspondem a um acréscimo dos custos de exploração.

A Figura 3-7 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o mesmo período e os proveitos permitidos para as tarifas do ano gás de 2008-2009, calculados pela ERSE.

Figura 3-7 - Proveitos permitidos na função de Armazenamento de GNL



3.3.4.3.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-20 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Armazenamento de GNL, aceites para tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o ano gás 2008-2009 e os custos de exploração aceites para o cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-20 - Custos de Exploração da função de Armazenamento de GNL

Unidade: 10³ EUR

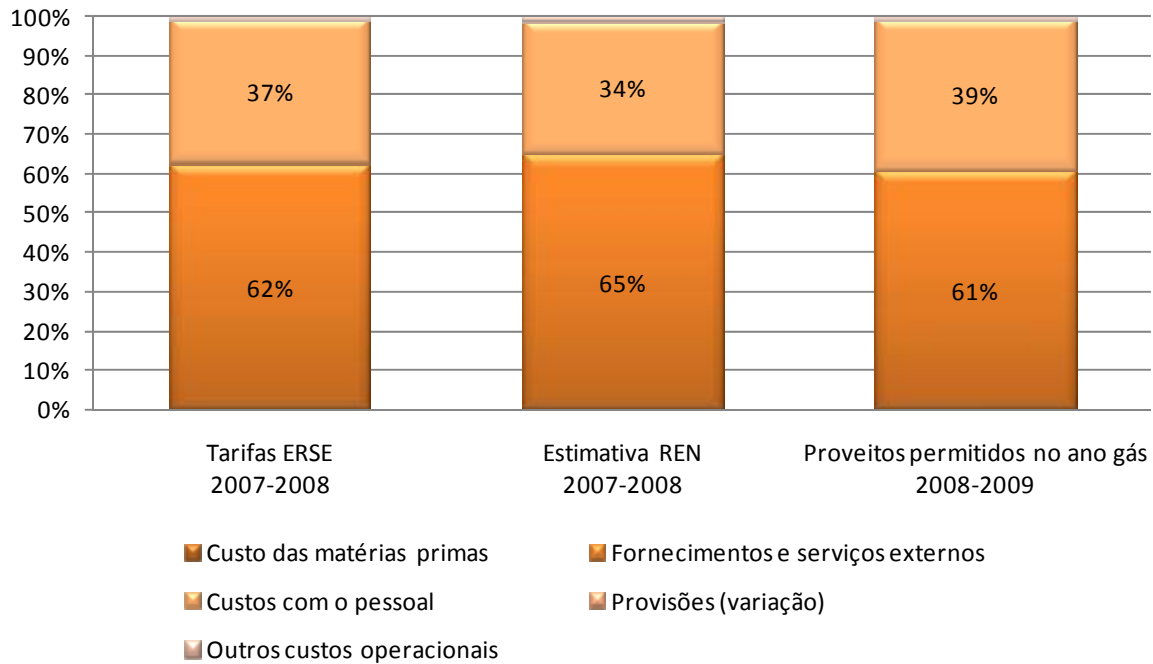
| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------------|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|------------------------------|--|
| | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Custo das matérias primas | 0 | 0 | 0 | - | 0% | 0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 1 342 | 1 337 | 1 382 | 3% | 62% | 61% |
| Custos com o pessoal | 801 | 699 | 881 | 10% | 37% | 39% |
| Provisões (variação) | 0 | 0 | 0 | -100% | 0% | 0% |
| Outros custos operacionais | 4 | 15 | 0 | -97% | 0% | 0% |
| Custos de exploração | 2 148 | 2 052 | 2 263 | 5% | 100% | 100% |

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. Entre as tarifas do ano gás 2007-2008 e as tarifas para o ano gás 2008-2009, os FSE apresentam um crescimento de 3% e os custos com pessoal crescem cerca de 10%. Os restantes agregados, provisões e outros custos operacionais, apresentam reduções de 100% e de 97%, respectivamente.

Os FSE continuam a ser a natureza de custos com maior peso percentual, ao nível dos custos de exploração aceites para tarifas, representado 61% do total, enquanto os custos com pessoal representam 39%, dos custos de exploração totais.

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

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



FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, representando 61% do total.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por natureza é apresentada no Quadro 3-21.

Quadro 3-21 - Custos com FSE para a função de Armazenamento de GNL

Unidade: 10³ EUR

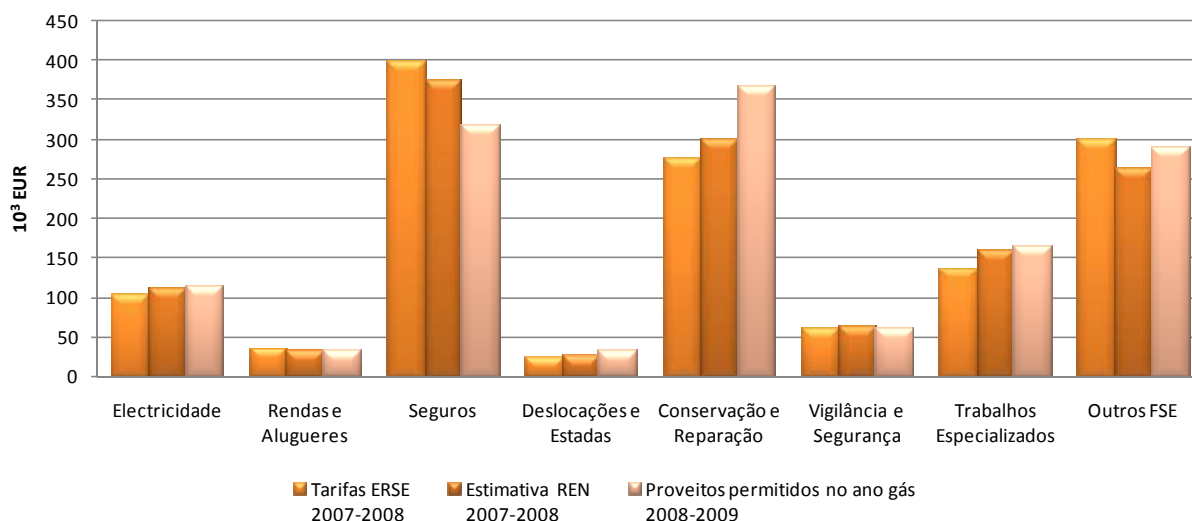
| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|--|------------------------|--------------------------|---|-----------------|------------------------|---|
| | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Electricidade | 103 | 111 | 114 | 10% | 8% | 8% |
| Rendas e Alugueres | 37 | 33 | 32 | -12% | 3% | 2% |
| Seguros | 400 | 376 | 318 | -20% | 30% | 28% |
| Deslocações e Estadas | 25 | 27 | 31 | 27% | 2% | 2% |
| Conservação e Reparação | 276 | 300 | 369 | 34% | 21% | 22% |
| Vigilância e Segurança | 63 | 65 | 63 | 0% | 5% | 5% |
| Trabalhos Especializados | 138 | 161 | 165 | 20% | 10% | 12% |
| Outros FSE | 301 | 265 | 290 | -4% | 22% | 20% |
| Fornecimentos e serviços externos | 1 342 | 1 337 | 1 382 | 3% | 100% | 100% |

Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de seguros, conservação e reparação e trabalhos especializados, que no ano gás 2007-2008 representam na globalidade 61% do total, passando a

representar cerca de 63% no ano gás 2008-2009. Verifica-se um crescimento acentuado ao nível das rubricas de conservação e reparação e de trabalhos especializados, em 34% e 20%, respectivamente.

A Figura 3-9 apresenta a estrutura dos custos com fornecimentos e serviços externos da função de Armazenamento de GNL, pelas diferentes naturezas.

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



CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal passam a representar, no ano gás 2008-2009, na totalidade dos custos de exploração, cerca de 39%, registando um acréscimo de 2 p.p. relativamente ao valor aceite nas tarifas do ano gás 2007-2008.

Utilizou-se o mesmo princípio de agrupamento das várias naturezas dos custos com pessoal para efeito de comparação. Assim, os custos foram agrupados em remunerações, pensões, encargos sobre remunerações, indemnizações por despedimento e outros encargos. No Quadro 3-22 estão indicados os valores desagregados conforme mencionado anteriormente.

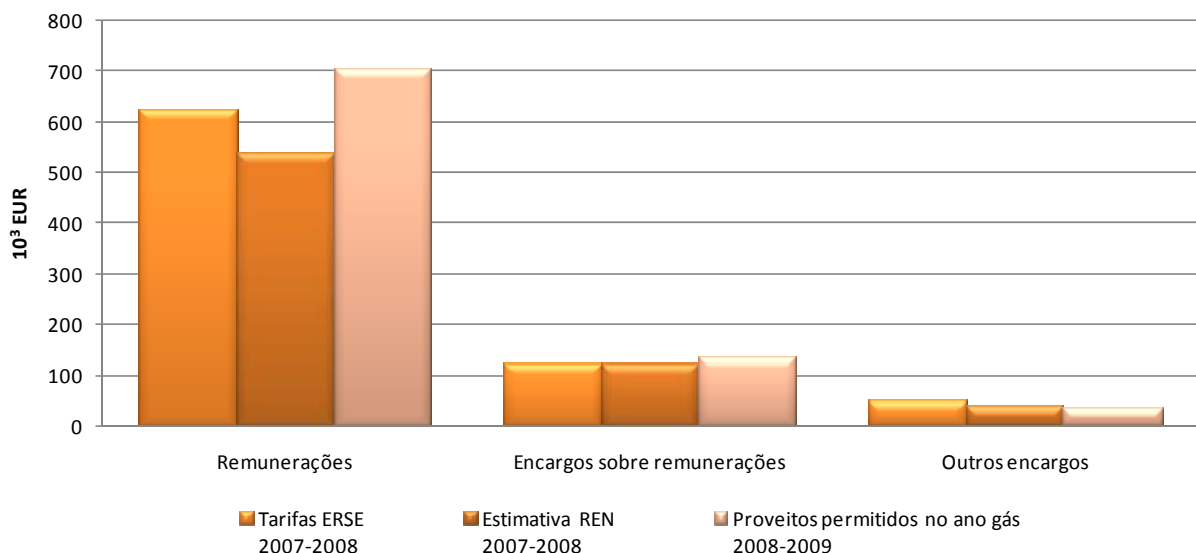
Quadro 3-22 - Custos com pessoal da função de Armazenamento de GNL

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 (1) | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 (2) | Variação (%) [(2) - (1)]/(1) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|----------------------------------|--------------------------------|---|------------------------------------|------------------------------|--|
| | | | | | Peso dos custos % | |
| Remunerações | 625 | 537 | 706 | 13% | 78% | 80% |
| Encargos sobre remunerações | 125 | 122 | 138 | 11% | 16% | 16% |
| Outros encargos | 52 | 40 | 37 | -28% | 6% | 4% |
| Custos com Pessoal | 801 | 699 | 881 | 10% | 100% | 100% |

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



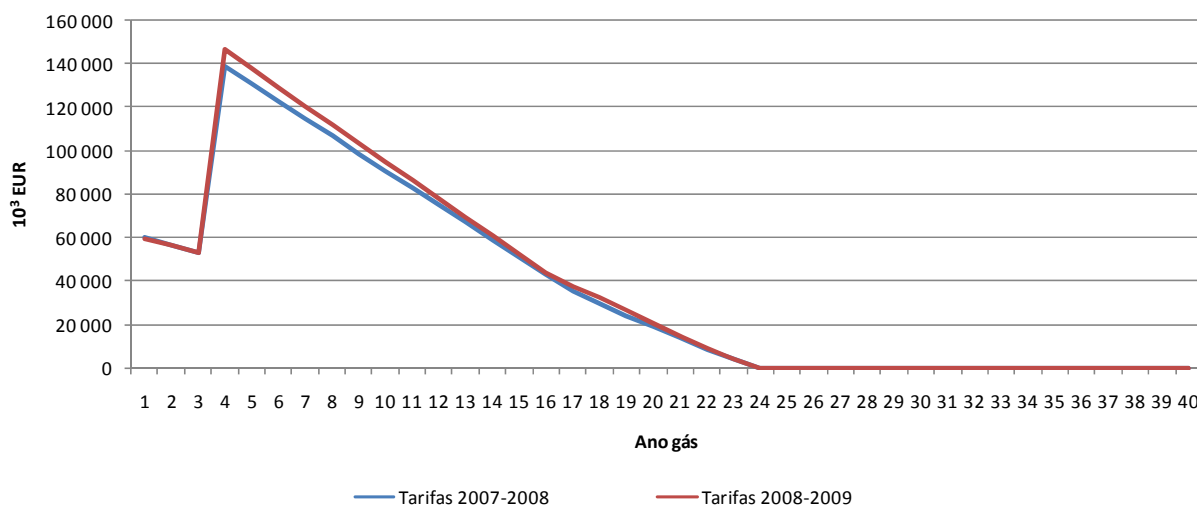
As remunerações representam o principal agregado de custos com pessoal ascendendo no ano gás 2008-2009 a cerca de 80% do total. É também ao nível deste agregado que ocorre a maior variação relativamente aos valores aceites para tarifas de 2007-2008, 13%.

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 totalmente amortizado, não havendo qualquer indicação da ocorrência de novos investimentos no restante período da concessão.

O investimento previsto para a função de Armazenamento de GNL, ao longo do período da concessão, teve início no ano gás 1 e prolongar-se-á até o ano gás 4 (2010-2011), altura em que entrará em exploração, ascendendo a 99 507 milhares de euros. Este investimento diz respeito na sua maioria à construção do 3.º tanque de armazenamento e respectivos equipamentos.

Quadro 3-23 - Investimento a efectuar ao longo do período da concessão na função de Armazenamento de GNL

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2007-2008 Estimativa | Ano gás 2008-2009 Previsão | Ano gás 2009-2010 Previsão | Ano gás 2010-2011 Previsão | Total |
|----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--------|
| Investimento | 760 | 36 644 | 38 596 | 23 506 | 99 507 |
| <i>para imobilizado em curso</i> | 715 | 36 644 | 38 596 | 23 506 | 99 462 |
| <i>directo para exploração</i> | 46 | | | | 46 |
| Transferido para exploração | 367 | 853 | | 98 241 | 99 462 |
| Em curso | 348 | 36 139 | 74 735 | 0 | |

No Quadro 3-24 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a função de Recepção de GNL, aceite para tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico, apresentada em 2008, para o ano gás 2007-2008 e o valor aceite para o ano gás 2008-2009. Verifica-se a redução da base de activos regulados, na função de Recepção de GNL em 6%, relativamente aos valores aceites para tarifas do ano gás 2007-2008, tendo em conta que o imobilizado em curso não é remunerado.

Quadro 3-24 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Armazenamento de GNL

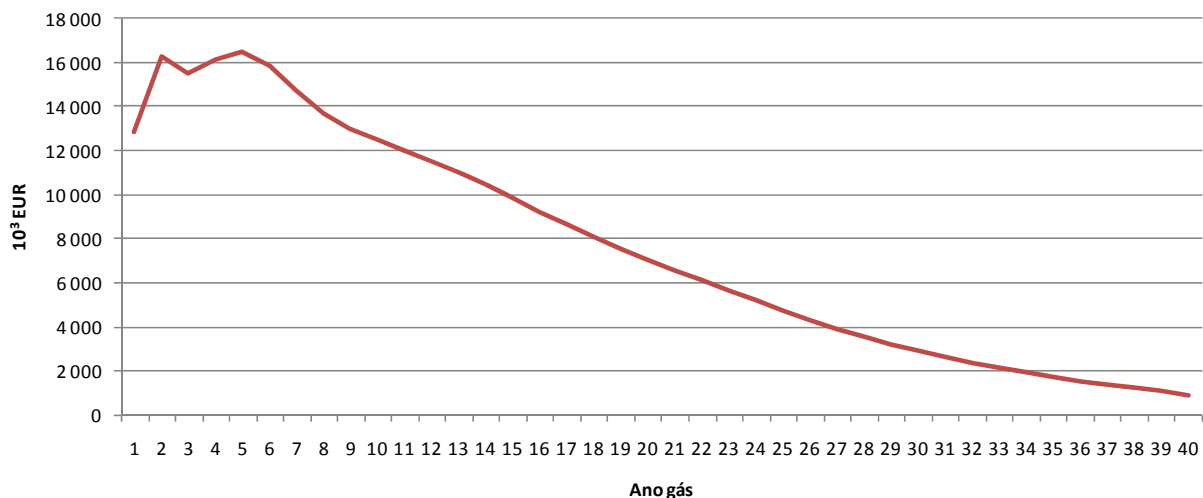
Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Varição (%) |
|----------------|--|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|
| | | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 99 317 | 88 669 | 119 768 | 21% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 0 | 0 | 0 | - |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 99 317 | 88 669 | 119 768 | 21% |
| | Terrenos e recursos naturais | 0 | 0 | 0 | - |
| | Edifícios e outras construções | 2 229 | 2 223 | 2 111 | -5% |
| | Equipamento básico | 86 987 | 85 595 | 80 294 | -8% |
| | Equipamento de transporte | 21 | 21 | 11 | -47% |
| | Ferramentas e utensílios | 21 | 60 | 38 | 80% |
| | Equipamento administrativo | 43 | 44 | 31 | -28% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 17 | 378 | 1 144 | 6630% |
| 4 | Imobilizado em curso | 10 000 | 348 | 36 139 | 261% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 28 697 | 28 443 | 26 702 | -7% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 60 620 | 59 878 | 56 927 | -6% |

O valor do custo com capital no cenário adoptado para o ano gás 2008-2009 ascende a 16 212 milhares de euros sendo superior em 26% ao valor apurado as tarifas do ano gás 2007-2008. Tal facto é motivado essencialmente pelo efeito do alisamento do custo com capital e pelo acréscimo verificado nas quantidades de gás consideradas para o ano 2008-2009.

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



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, 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.
- 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 3-25, evidenciando-se as diferenças entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o mesmo período e os proveitos permitidos para as tarifas do ano gás 2008-2009, calculados pela ERSE.

Quadro 3-25 - Proveitos permitidos para a função de Regaseificação de GNL

Unidade: 10³ EUR

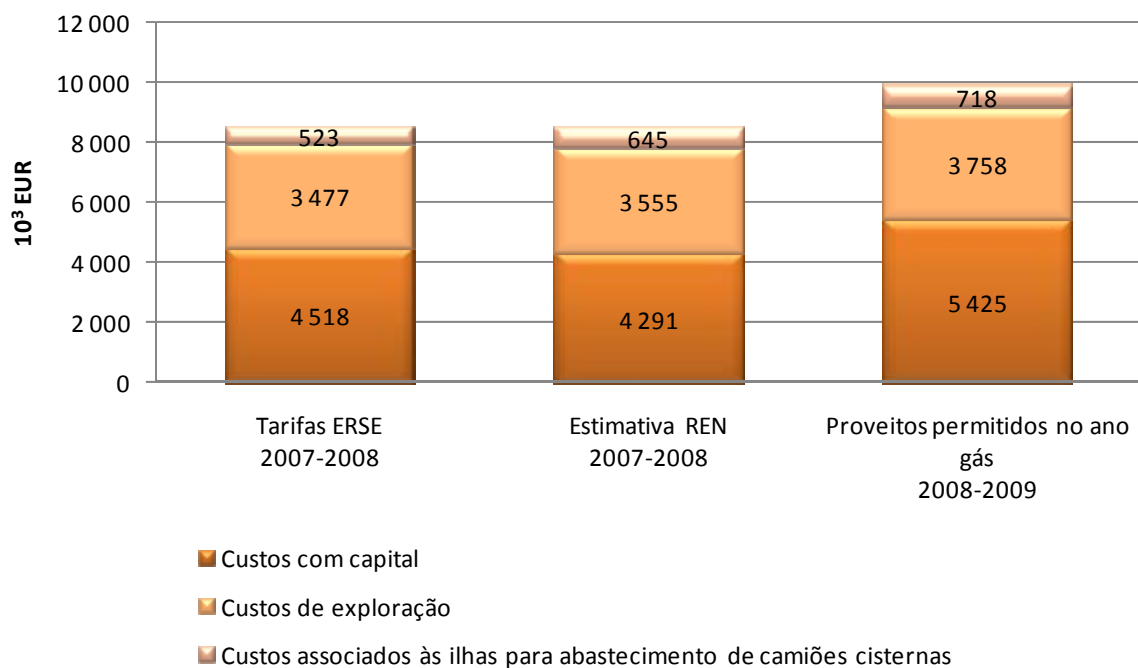
| | | Tarifas ERSE 2007-2008 (1) | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 (2) | Variação (%) [(2) - (1)]/(1) |
|---------------------------|--|----------------------------------|--------------------------------|---|------------------------------------|
| $R_{GNL,t}^{OT}$ | Proveitos permitidos com a Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás t | | | | |
| $C_{Ca,t}^{OT}$ | Custos com capital afectos à Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás t | 7 995 | 7 847 | 9 183 | 15% |
| $C_{Ex,t}^{OT}$ | Custos de exploração afectos à Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás t | 4 518 | 4 291 | 5 425 | 20% |
| $\tilde{R}_{GNL,t}^{OT}$ | 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 | 3 477 | 3 555 | 3 758 | 8% |
| $Amb_{REG,t-2}$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, aceites pela ERSE | 0 | 0 | 0 | |
| $ACT_{REG,t-2}$ | 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}^j | 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 | |
| $\Delta R_{REG,t-2}^{OT}$ | 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 | |
| $C_{IC,t}^{OT}$ | Custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas, previstos para o ano gás t | 523 | 645 | 718 | 37% |
| $R_{REG,t}^{OT}$ | Proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás t | 8 519 | 8 492 | 9 901 | 16% |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 9 901 milhares de euros, correspondendo a 3 758 milhares de euros de custos de exploração, de 5 425 milhares de euros resultantes do custo com capital e de 718 milhares de euros de custos com as ilhas para abastecimento

de GNL de camiões cisternas. Relativamente às tarifas do ano gás 2007-2008, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 16%, sendo que 20% resultam dos custos com capital afectos a esta função, 8% correspondem a um acréscimo dos custos de exploração e 37% nos custos associados às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisternas.

A Figura 3-13 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o mesmo período e os proveitos permitidos para as tarifas do ano gás de 2008-2009, calculados pela ERSE.

Figura 3-13 - Proveitos permitidos na função de Regaseificação de GNL



3.3.4.4.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-26 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Regaseificação de GNL, o primeiro ano gás (2007-2008), estimativa da REN Atlântico para o mesmo período em 2008 e custos aceites para as tarifas do ano gás 2008-2009.

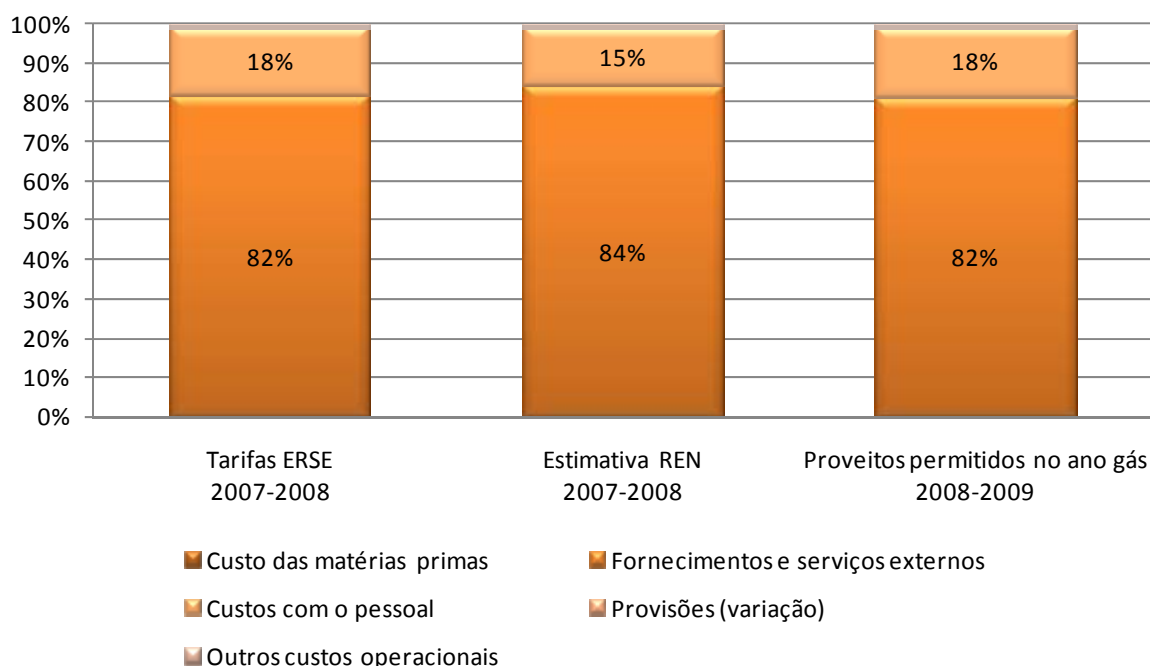
Quadro 3-26 - Custos de exploração da função de Regaseificação de GNL ^(a)

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------------|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|------------------------------|--|
| | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) | | Peso dos custos % |
| Custo das matérias primas | 0 | 0 | 0 | - | 0% | 0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 2 935 | 3 094 | 3 175 | 8% | 82% | 82% |
| Custos com o pessoal | 634 | 561 | 706 | 11% | 18% | 18% |
| Provisões (variação) | 0 | 0 | 0 | -100% | 0% | 0% |
| Outros custos operacionais | 3 | 12 | 0 | -97% | 0% | 0% |
| Custos de exploração | 3 573 | 3 667 | 3 882 | 9% | 100% | 100% |

(a) Estão incluídos os custos de exploração com as ilhas para abastecimento de camiões cisternas.

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., representando no ano gás 2008-2009, 82% e 18%, respectivamente. A Figura 3-14 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da função, incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o mesmo período e os proveitos permitidos para as tarifas do ano gás de 2008-2009, calculados pela ERSE.

Figura 3-14 - Repartição percentual dos custos de exploração da função de Regaseificação de GNL ^(a)

(a) Estão incluídos os custos de exploração com as ilhas para abastecimento de camiões cisternas.

FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, representando entre 82% do total dos custos, quer no valor aceite para as tarifas do ano gás 2007-2008, quer no valor dos proveitos permitidos no ano gás 2008-2009. Em termos absolutos, os fornecimentos e serviços externos apresentam um crescimento de 8% entre esses dois períodos.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por semestre e natureza é apresentada no Quadro 3-27.

Quadro 3-27 - Custos com FSE para a função de Regaseificação de GNL ^(a)

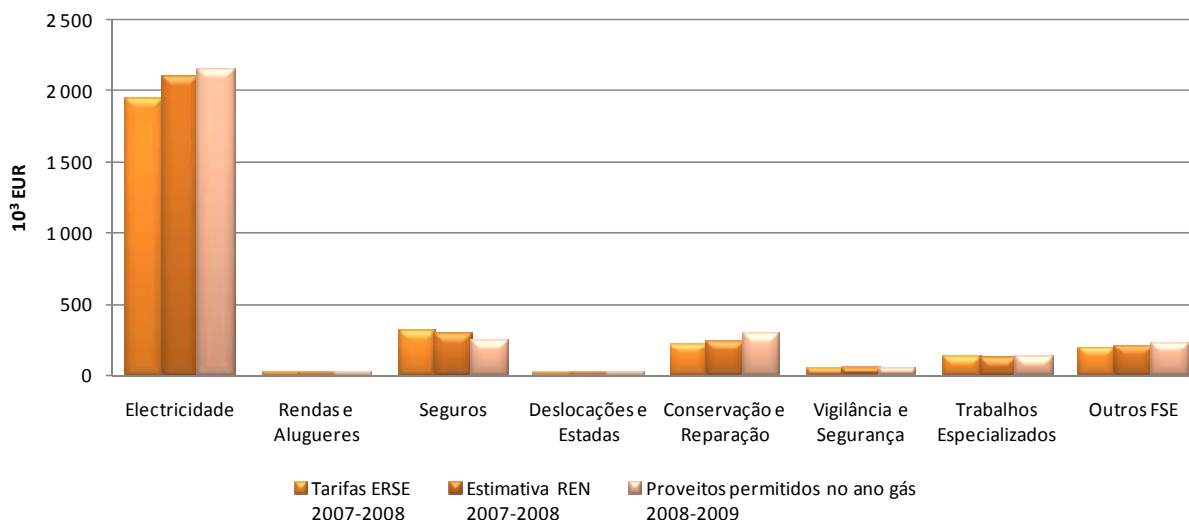
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|--|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|------------------------------|--|
| | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Electricidade | 1 955 | 2 111 | 2 159 | 10% | 67% | 68% |
| Rendas e Alugueres | 30 | 26 | 26 | -13% | 1% | 1% |
| Seguros | 320 | 301 | 255 | -20% | 11% | 10% |
| Deslocações e Estadas | 22 | 21 | 25 | 13% | 1% | 1% |
| Conservação e Reparação | 222 | 240 | 296 | 33% | 8% | 8% |
| Vigilância e Segurança | 50 | 52 | 50 | 1% | 2% | 2% |
| Trabalhos Especializados | 137 | 129 | 132 | -4% | 5% | 4% |
| Outros FSE | 199 | 213 | 232 | 17% | 7% | 7% |
| Fornecimentos e serviços externos | 2 935 | 3 094 | 3 175 | 8% | 100% | 100% |

(a) Estão incluídos os custos de exploração com as ilhas para abastecimento de camiões cisternas.

Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de electricidade, seguros e de conservação e reparação, que no ano gás 2007-2008 representam na globalidade 85% do total dos custos com fornecimentos e serviços externos, passando a representar cerca de 86% no ano gás 2008-2009. Verifica-se um crescimento acentuado ao nível das rubricas de conservação e reparação, electricidade e de deslocações e estadas, em 33%, 10% e 13%, respectivamente.

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 1.º ano gás representam 89,8% do total.

Figura 3-15 - Custos com FSE por natureza para a função de Regaseificação de GNL ^(a)

(a) Estão incluídos os custos de exploração com as ilhas para abastecimento de camiões cisternas.

CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam, no ano gás 2008-2009, 18% da totalidade dos custos de exploração, apresentando um crescimento de 11% relativamente ao ano gás 2007-2008.

Utilizou-se o mesmo princípio de agrupamento das várias naturezas dos custos com pessoal para efeito de comparação. Assim, os custos foram agrupados em remunerações, pensões, encargos sobre remunerações, indemnizações por despedimento e outros encargos.

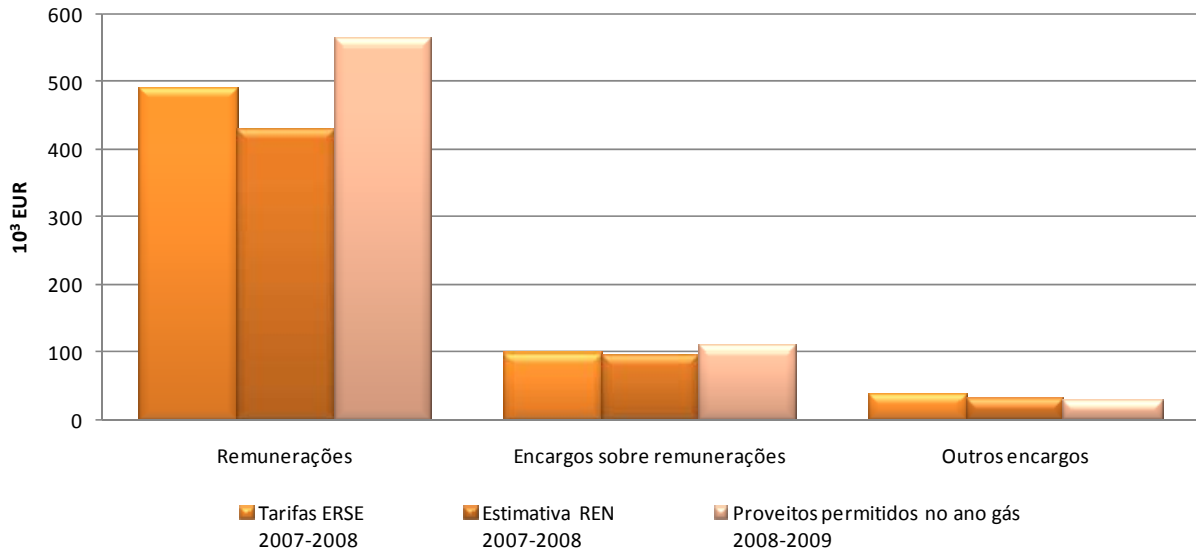
No Quadro 3-28 estão indicados os valores desagregados de acordo com o agrupamento mencionado anteriormente.

Quadro 3-28 - Custos com pessoal da função de Regaseificação de GNL ^(a)

| | Unidade: 10 ³ EUR | | | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|------------------------------|--------------------------|---|-----------------|------------------------|---|
| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | | | |
| | (1) | (2) | (2) | [(2) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Remunerações | 494 | 431 | 566 | 14% | 78% | 80% |
| Encargos sobre remunerações | 99 | 98 | 111 | 12% | 16% | 16% |
| Outros encargos | 41 | 32 | 30 | -27% | 6% | 4% |
| Custos com Pessoal | 634 | 561 | 706 | 11% | 100% | 100% |

(a) Estão incluídos os custos de exploração com as ilhas para abastecimento de camiões cisternas.

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 ^(a)

(a) Estão incluídos os custos de exploração com as ilhas para abastecimento de camiões cisternas.

As remunerações constituem o principal agregado de custos com pessoal, representando no ano gás 2008-2009 cerca de 80% do total. Os custos com pessoal crescem 11% relativamente ao valor aceite para as tarifas de 2007-2008.

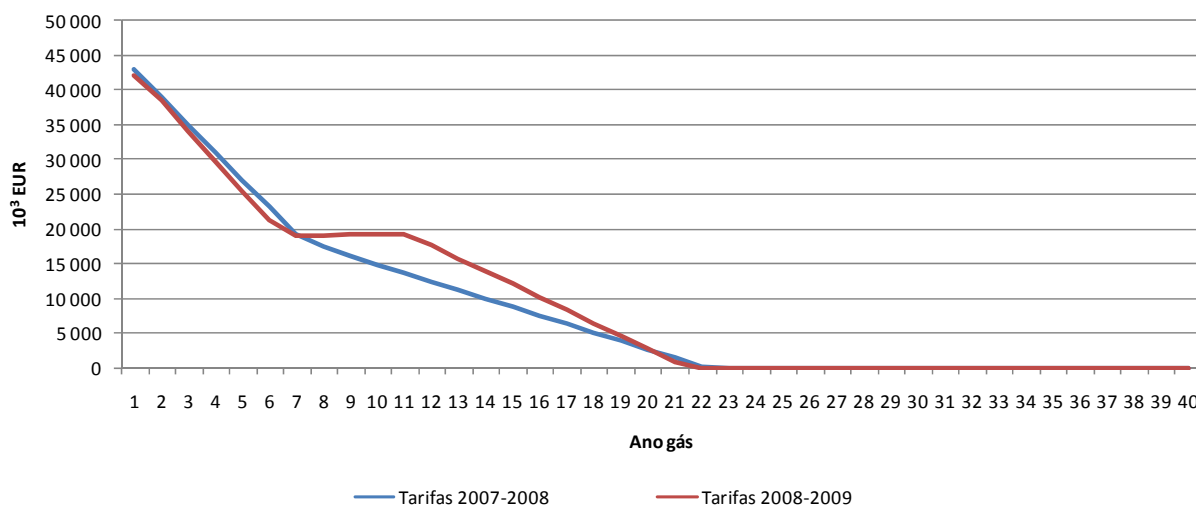
3.3.4.4.1.2 CUSTO COM CAPITAL

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, 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.

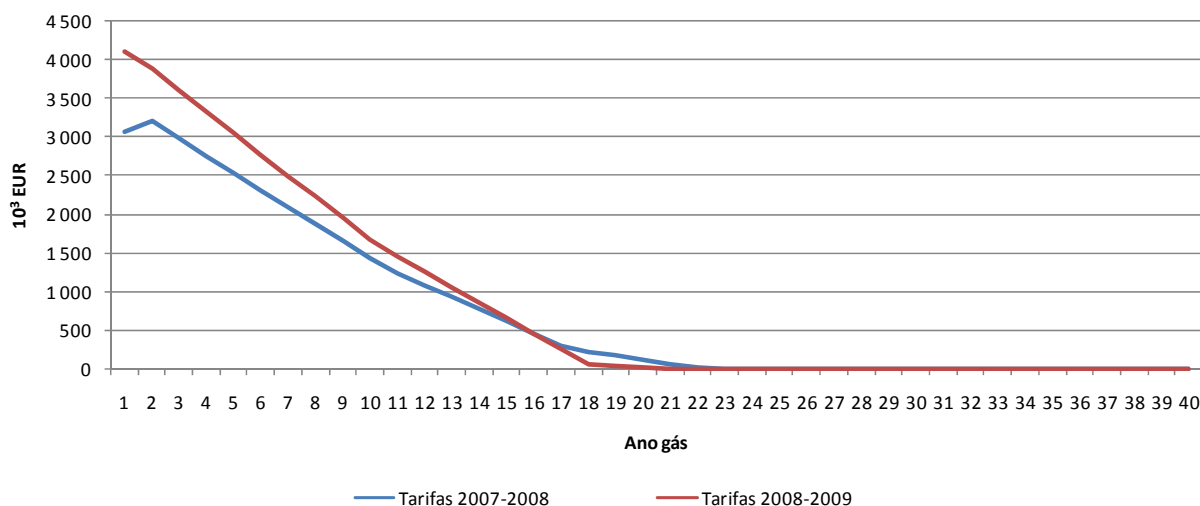
A Figura 3-17 mostra a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás para o período de 40 anos da concessão.

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



Na Figura 3-18 apresenta-se a evolução dos imobilizados líquidos de amortizações e de subsídios, afecto às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisternas.

Figura 3-18 - Imobilizado líquido de amortizações e participações afecto às ilhas de abastecimento de GNL de camiões cisternas



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 1 661 milhares euros, a investir no primeiro e segundo ano gás, conforme Quadro 3-29.

**Quadro 3-29 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na função de
Regaseificação de GNL**

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2007-2008 Estimativa | Ano gás 2008-2009 Previsão | Total |
|--|---|---|--------------|
| Regaseificação sem ilhas | | | |
| Investimento | 518 | 396 | 915 |
| <i>para imobilizado em curso</i> | 487 | 396 | 883 |
| <i>directo para exploração</i> | 31 | | 31 |
| Transferido para exploração | 243 | 635 | 878 |
| Em curso | 244 | 5 | |
| Ilhas para abastecimento de camiões | | | |
| Investimento | 715 | 31 | 746 |
| <i>para imobilizado em curso</i> | 680 | 31 | 711 |
| <i>directo para exploração</i> | 35 | | 35 |
| Transferido para exploração | 659 | 49 | 708 |
| Em curso | 21 | 3 | |
| Regaseificação total | | | |
| Investimento | 1 234 | 427 | 1 661 |
| <i>para imobilizado em curso</i> | 1 167 | 427 | 1 594 |
| <i>directo para exploração</i> | 67 | | 67 |
| Transferido para exploração | 902 | 684 | 1 586 |
| Em curso | 265 | 8 | |

No Quadro 3-30 apresentam-se os valores dos imobilizados líquidos e das participações ao investimento por grandes agregados, para a função de Regaseificação de GNL. Verifica-se que entre o ano gás 2007-2008 e o ano gás 2008-2009, os imobilizados líquidos decrescem cerca de 8%. Esta tendência deriva do facto dos imobilizados da Regaseificação de GNL sem ilhas de abastecimento de camiões ter decrescido 11%, enquanto os imobilizados líquidos afectos às ilhas de abastecimento de camiões apresentam um acréscimo de 26%.

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.

Quadro 3-30 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da função de Regaseificação de GNL

Unidade: 10³ EUR

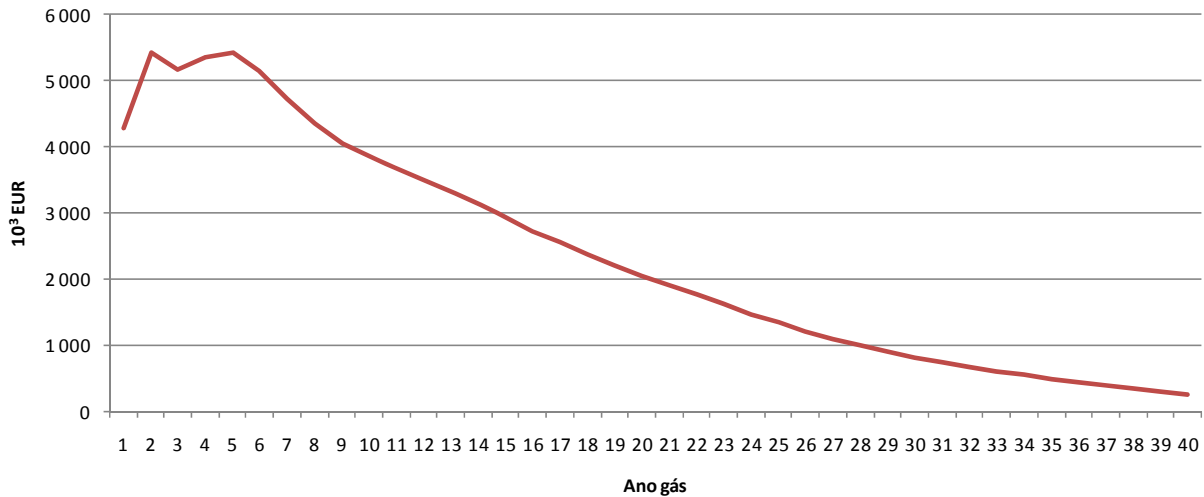
| Regaseificação de GNL | | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Varição (%) |
|-----------------------|--|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|
| | | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 67 920 | 67 885 | 61 707 | -9% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 0 | 0 | 0 | - |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 67 920 | 67 885 | 61 707 | -9% |
| | Terrenos e recursos naturais | 0 | 0 | 0 | - |
| | Edifícios e outras construções | 1 996 | 2 012 | 1 912 | -4% |
| | Equipamento básico | 65 476 | 64 615 | 58 275 | -11% |
| | Equipamento de transporte | 17 | 17 | 9 | -48% |
| | Ferramentas e utensílios | 18 | 46 | 29 | 60% |
| | Equipamento administrativo | 34 | 35 | 25 | -27% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 14 | 895 | 1 449 | 10249% |
| 4 | Imobilizado em curso | 365 | 265 | 48 | -98% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 21 570 | 21 503 | 19 439 | -10% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 45 985 | 46 117 | 42 260 | -8% |

| Regaseificação de GNL sem ilhas | | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Varição (%) |
|---------------------------------|--|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|
| | | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 63 122 | 62 097 | 56 256 | -11% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 0 | 0 | 0 | - |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 63 122 | 62 097 | 56 256 | -11% |
| | Terrenos e recursos naturais | 0 | 0 | 0 | - |
| | Edifícios e outras construções | 1 642 | 1 636 | 1 555 | -5% |
| | Equipamento básico | 61 404 | 59 876 | 53 814 | -12% |
| | Equipamento de transporte | 16 | 15 | 8 | -48% |
| | Ferramentas e utensílios | 15 | 39 | 25 | 64% |
| | Equipamento administrativo | 32 | 33 | 23 | -28% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 13 | 253 | 826 | 6257% |
| 4 | Imobilizado em curso | 0 | 244 | 5 | - |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 20 212 | 19 849 | 17 879 | -12% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 42 910 | 42 004 | 38 372 | -11% |

| Ilhas para abastecimento de camiões | | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Varição (%) |
|-------------------------------------|--|---------------------------|--------------------------------|--|-----------------|
| | | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 4 798 | 5 788 | 5 451 | 14% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 0 | 0 | 0 | - |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 4 798 | 5 788 | 5 451 | 14% |
| | Terrenos e recursos naturais | 0 | 0 | 0 | - |
| | Edifícios e outras construções | 354 | 376 | 358 | 1% |
| | Equipamento básico | 4 072 | 4 738 | 4 461 | 10% |
| | Equipamento de transporte | 1 | 1 | 1 | -36% |
| | Ferramentas e utensílios | 3 | 7 | 4 | 39% |
| | Equipamento administrativo | 2 | 3 | 2 | -11% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 1 | 642 | 623 | 62151% |
| 4 | Imobilizado em curso | 365 | 21 | 3 | -99% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 1 358 | 1 654 | 1 560 | 15% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 3 075 | 4 113 | 3 888 | 26% |

A Figura 3-19 permite visualizar a evolução do custo com capital, na função de Regaseificação de GNL, para o período da concessão.

Figura 3-19 - Custo com capital no período da concessão para a função de Regaseificação de GNL



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 57.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para cada uma das funções do terminal.

Os proveitos permitidos apurados para a REN Atlântico são os apresentados no Quadro 3-31.

Quadro 3-31 - Proveitos permitidos para a REN Atlântico

Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas ERSE | Estimativa REN | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | |
|---|--|--|----------------|---|-----------------|------------|
| | | 2007-2008 (1) | 2007-2008 | (2) | [(2) - (1)]/(1) | |
| $\Delta R_{RECEP, t}^{OT} - \Delta R_{RECEP, t-1}^{OT}$ | 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 $t-2$. | | | | | |
| $R_{RECEP, t}^{OT}$ | Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de recepção da tarifa de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás t | $R_{RECEP, t}^{OT} - \alpha_{RECEP, t}^{OT} \times \Delta R_{RECEP, t-1}^{OT}$ | 5 887 | 5 675 | 6 959 | 18% |
| $R_{ARM, t}^{OT}$ | Proveitos permitidos da função de Recepção de GNL, previstos para o ano gás t | | 5 887 | 5 675 | 6 959 | 18% |
| $\alpha_{RECEP, t}^{OT}$ | 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. | | 20,0% | 19,5% | 19,7% | -2% |
| $R_{ARM, t}^{OT}$ | Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de armazenamento da tarifa de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás t | $R_{ARM, t}^{OT} - \alpha_{ARM, t}^{OT} \times \Delta R_{ARM, t-1}^{OT}$ | 15 020 | 14 877 | 18 475 | 23% |
| $R_{REG, t}^{OT}$ | Proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL, previstos para o ano gás t | | 15 020 | 14 877 | 18 475 | 23% |
| $\alpha_{ARM, t}^{OT}$ | 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. | | 51,0% | 51,2% | 52,3% | 2% |
| $R_{REG, t}^{OT}$ | Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de regaseificação da tarifa de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás t | $R_{REG, t}^{OT} - \alpha_{REG, t}^{OT} \times \Delta R_{REG, t-1}^{OT}$ | 8 519 | 8 492 | 9 901 | 16% |
| $R_{RECEP, t}^{OT}$ | Proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás t | | 8 519 | 8 492 | 9 901 | 16% |
| $\alpha_{REG, t}^{OT}$ | 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. | | 29,0% | 29,2% | 28,0% | -3% |
| Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás t | | $R_{RECEP, t}^{OT} + R_{ARM, t}^{OT} + R_{REG, t}^{OT}$ | 29 426 | 29 044 | 35 335 | 20% |

No apuramento dos proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, os proveitos permitidos da REN Atlântico atingem o montante de 35 335 milhares de euros, correspondendo a 6 959 milhares de euros de proveitos da função de Recepção, 18 475 milhares de euros da função de Armazenamento e 9 901 milhares de euros da função de Regaseificação, onde se incluem 718 milhares de euros de custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas.

No Quadro 3-32, apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o mesmo período e os proveitos permitidos para o ano gás de 2008-2009, calculados pela ERSE.

Quadro 3-32 - Desagregação dos proveitos permitidos da REN Atlântico

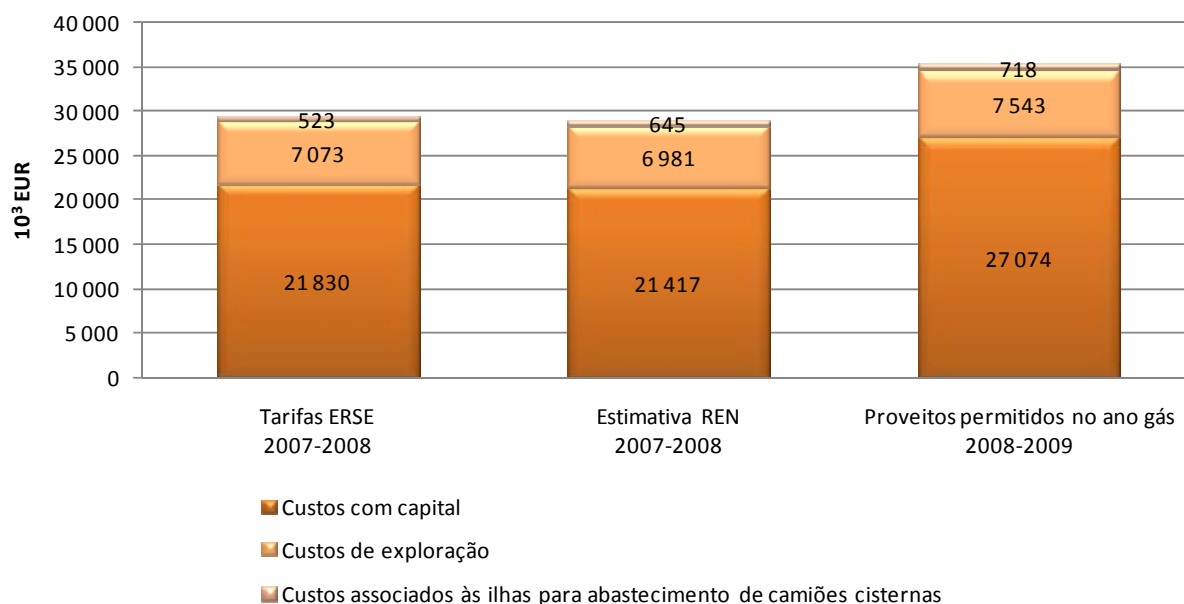
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE | Estimativa REN | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) |
|---|------------------|----------------|---|-----------------|
| | 2007-2008 (1) | 2007-2008 | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| Custos com capital | | | | |
| Recepção | 21 830 | 21 417 | 27 074 | 24% |
| Armazenamento | 4 440 | 4 301 | 5 437 | 22% |
| Regaseificação | 12 872 | 12 825 | 16 212 | 26% |
| Custos de exploração | | | | |
| Recepção | 4 518 | 4 291 | 5 425 | 20% |
| Armazenamento | 7 073 | 6 981 | 7 543 | 7% |
| Regaseificação | 1 448 | 1 374 | 1 522 | 5% |
| Custos associados às ilhas para abastecimento de camiões cisternas | | | | |
| | 2 148 | 2 052 | 2 263 | 5% |
| | 3 477 | 3 555 | 3 758 | 8% |
| Proveitos permitidos da REN Atlântico | 523 | 645 | 718 | 37% |
| | 29 426 | 29 044 | 35 335 | 20% |

Os proveitos permitidos para efeito de cálculo das tarifas do ano gás 2008-2009, apresentam um acréscimo de 14% relativamente aos proveitos considerados no cálculo das tarifas do ano gás 2007-2008. Este acréscimo é explicado essencialmente pelo efeito conjugado da variação ocorrida ao nível do custo com capital, 24%, dos custos de exploração em 7%.

A Figura 3-20 permite visualizar as diferenças entre os valores de proveitos permitidos considerados nas tarifas dos anos gás 2007-2008 e 2008-2009, bem como a estimativa apresentada pela REN Atlântico em 2008 e referente ao ano gás 2007-2008.

Figura 3-20 - Desagregação dos proveitos permitidos para cada cenário na REN Atlântico



3.3.4.5.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-33 apresentam-se os valores de custos de exploração da REN Atlântico, apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Atlântico para o mesmo período e os proveitos permitidos para o ano gás de 2008-2009.

Quadro 3-33 - Custos de exploração da REN Atlântico

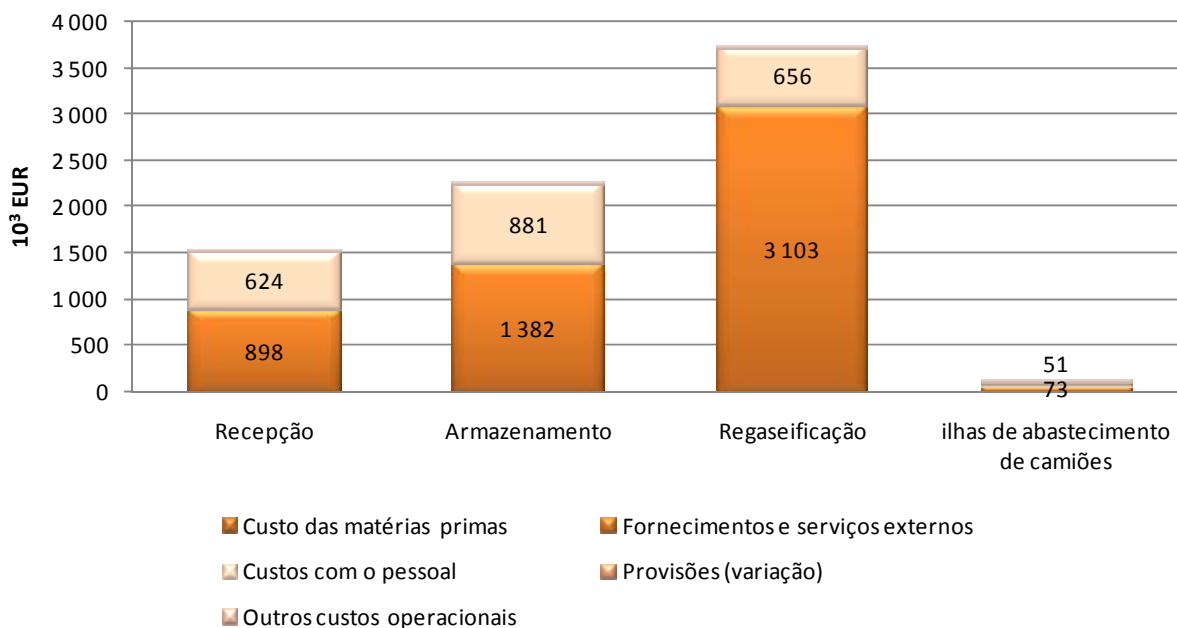
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 (1) | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 (2) | Variação (%) [(2) - (1)]/(1) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------------|-------------------------------|--------------------------|--|---------------------------------|------------------------|---|
| | | | | | Peso dos custos % | |
| Custo das matérias primas | 0 | 0 | 0 | - | 0% | 0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 5 154 | 5 300 | 5 455 | 6% | 72% | 71% |
| Custos com o pessoal | 2 003 | 1 755 | 2 211 | 10% | 28% | 29% |
| Provisões (variação) | 1 | 1 | 0 | -100% | 0% | 0% |
| Outros custos operacionais | 11 | 38 | 0 | -97% | 0% | 0% |
| Custos de exploração | 7 169 | 7 093 | 7 666 | 7% | 100% | 100% |

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 sensivelmente o mesmo peso na estrutura de custos dos anos gás 2007-2008 e 2008-2009.

Para o ano gás 2008-2009, os custos de exploração aceites totalizam 7 666 milhares de euros, sendo 5 455 milhares de euros de fornecimentos e serviços externos e 2 221 milhares de euros de custos com pessoal.

Figura 3-21 - Custos de exploração da REN Atlântico por função e natureza



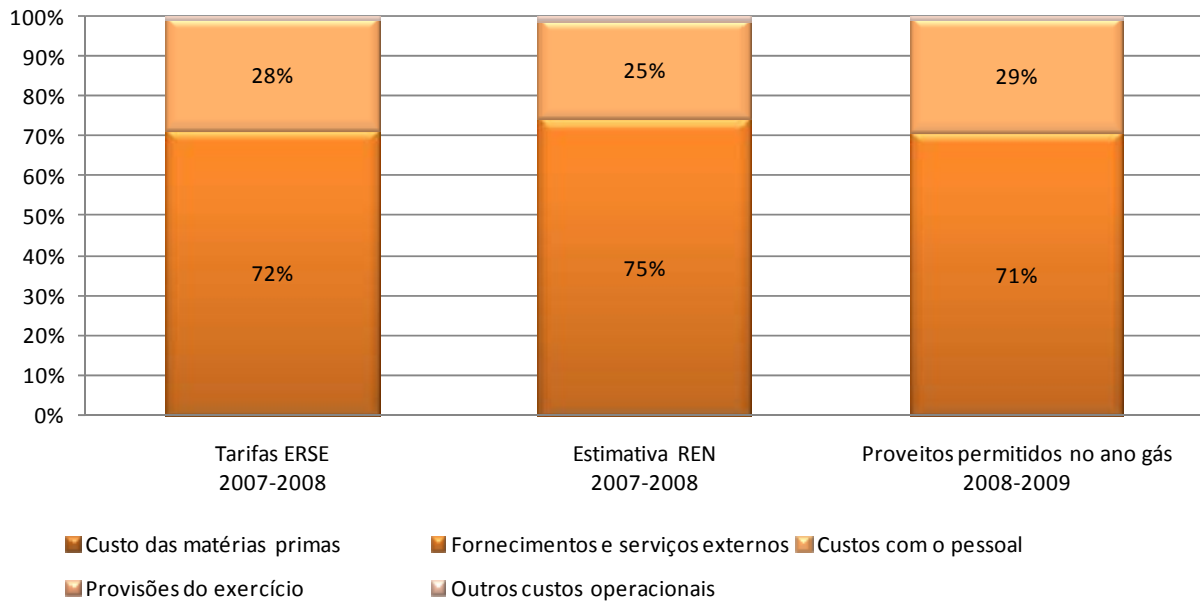
No Quadro 3-34 apresenta-se em termos percentuais a estrutura dos custos por natureza.

Quadro 3-34 - Repartição percentual dos custos de exploração da REN Atlântico

| | Tarifas ERSE 2º sem 07 - 1ºsem 08 | Estimativa REN 2º sem 07 - 1ºsem 08 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------------|---|--|--|
| Custo das matérias primas | 0% | 0% | 0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 72% | 75% | 71% |
| Custos com o pessoal | 28% | 25% | 29% |
| Provisões do exercício | 0% | 0% | 0% |
| Outros custos operacionais | 0% | 1% | 0% |
| Custos de exploração | 100% | 100% | 100% |

A Figura 3-22 permite visualizar a mesma informação agora sob a forma gráfica.

Figura 3-22 - Repartição percentual dos custos de exploração da REN Atlântico



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% do total dos custos de exploração no ano gás 2008-2009.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por natureza é apresentada no Quadro 3-35.

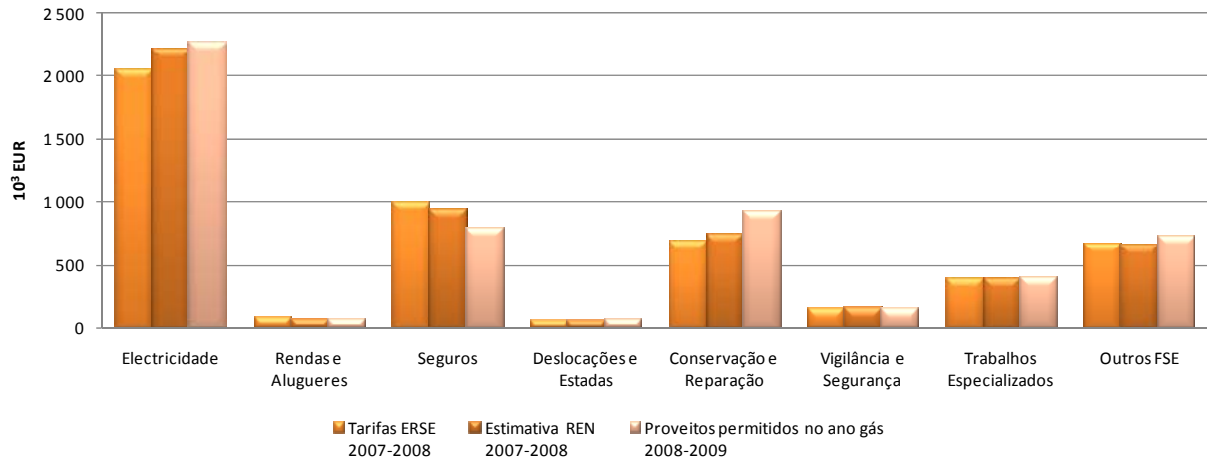
Quadro 3-35 - Custos com FSE para a REN Atlântico

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 (1) | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 (2) | Variação (%) [(2) - (1)]/(1) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|--|----------------------------------|-----------------------------|---|------------------------------------|------------------------------|--|
| | | | | | Peso dos custos % | |
| Electricidade | 2 058 | 2 222 | 2 272 | 10% | 40% | 42% |
| Rendas e Aluguers | 93 | 83 | 81 | -13% | 2% | 2% |
| Seguros | 1 007 | 943 | 798 | -21% | 20% | 18% |
| Deslocações e Estadas | 67 | 67 | 79 | 18% | 1% | 1% |
| Conservação e Reparação | 696 | 753 | 926 | 33% | 14% | 14% |
| Vigilância e Segurança | 158 | 163 | 158 | 0% | 3% | 3% |
| Trabalhos Especializados | 397 | 404 | 413 | 4% | 8% | 8% |
| Outros FSE | 678 | 666 | 728 | 7% | 13% | 13% |
| Fornecimentos e serviços externos | 5 154 | 5 300 | 5 455 | 6% | 100% | 100% |

A Figura 3-23 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 e conservação e reparação, que no ano gás 2008-2009 representam 74% do total dos fornecimentos e serviços externos.

Figura 3-23 - 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 3-36 - Custos com FSE por natureza para a REN Atlântico

Unidade: 10³ EUR

| | Recepção | Armazenamento | Regaseificação | REN Atlântico | % |
|--|------------|---------------|----------------|---------------|-------------|
| Electricidade | 0 | 114 | 2 159 | 2 272 | 42% |
| Rendas e Alugueres | 23 | 32 | 26 | 81 | 1% |
| Seguros | 225 | 318 | 255 | 798 | 15% |
| Deslocações e Estadas | 22 | 31 | 25 | 79 | 1% |
| Conservação e Reparação | 261 | 369 | 296 | 926 | 17% |
| Vigilância e Segurança | 45 | 63 | 50 | 158 | 3% |
| Trabalhos Especializados | 117 | 165 | 132 | 413 | 8% |
| Outros FSE | 205 | 290 | 232 | 728 | 13% |
| Fornecimentos e serviços externos | 898 | 1 382 | 3 175 | 5 455 | 100% |
| Peso de cada função | 16% | 25% | 58% | | |

CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam na totalidade dos custos de exploração da REN Atlântico cerca de 29%, sendo o segundo maior agregado de custo de exploração.

As remunerações consistem na maior parcela, com 80%, enquanto os encargos sobre remunerações representam 16% do total. Tal é possível visualizar no Quadro 3-37.

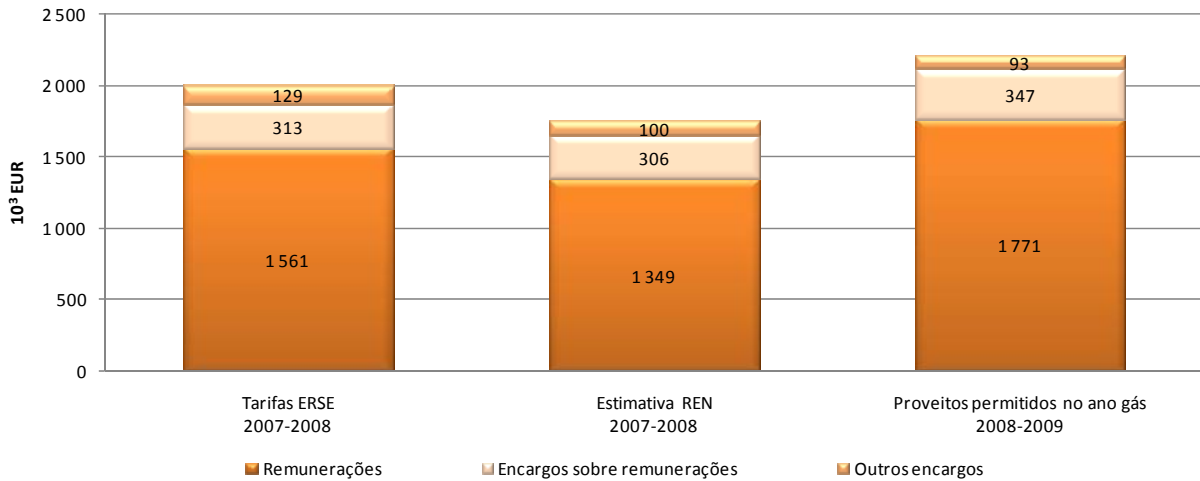
Quadro 3-37 - Custos com pessoal da REN Atlântico

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Varição (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|--|-----------------|------------------------------|--|
| | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Remunerações | 1 561 | 1 349 | 1 771 | 13% | 78% | 80% |
| Encargos sobre remunerações | 313 | 306 | 347 | 11% | 16% | 16% |
| Outros encargos | 129 | 100 | 93 | -28% | 6% | 4% |
| Custos com Pessoal | 2 003 | 1 755 | 2 211 | 10% | 100% | 100% |

A Figura 3-24 permite visualizar a repartição dos custos com pessoal, da REN Atlântico, pelos principais agregados.

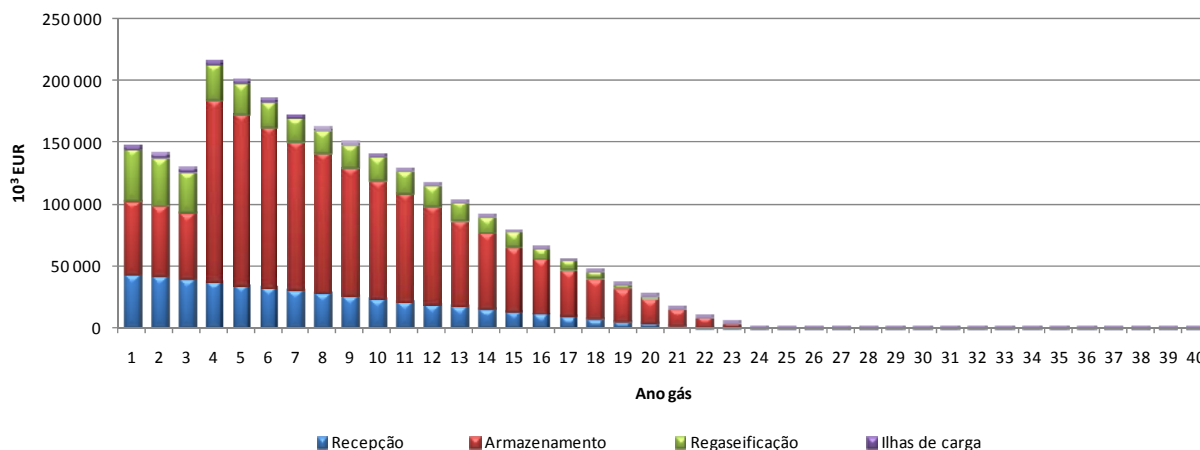
Figura 3-24 - Custos com pessoal da REN Atlântico



3.3.4.5.1.2 CUSTO COM CAPITAL

A Figura 3-25 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 3-25 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da REN Atlântico



Verifica-se que no ano gás 2030-2031 (24.º ano) 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 92 418 milhares euros, e ocorrem nos quatro primeiros anos gás, conforme Quadro 3-38.

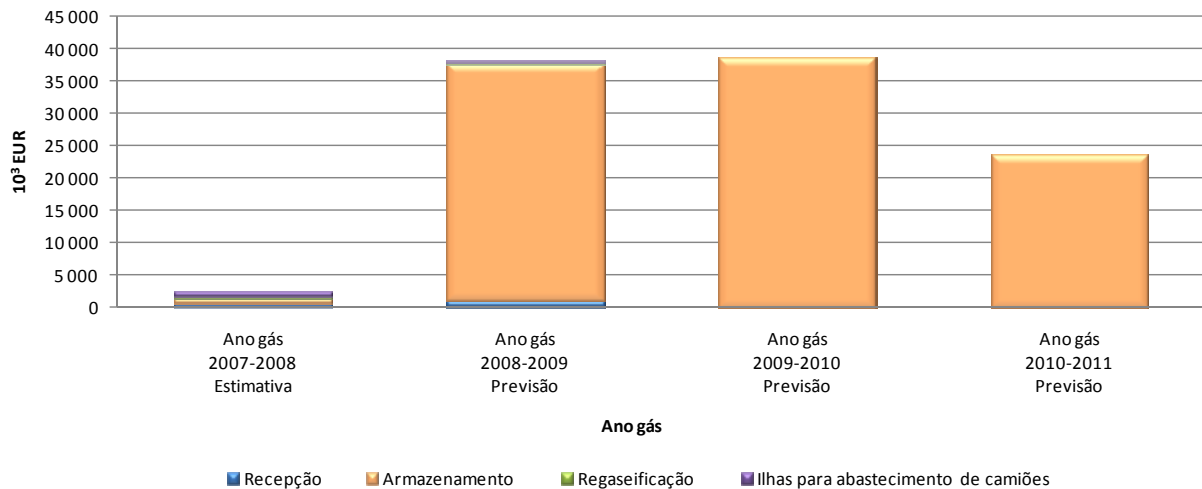
Quadro 3-38 - Investimentos a efectuar ao longo do período da concessão na REN Atlântico

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2007-2008 Estimativa | Ano gás 2008-2009 Previsão | Ano gás 2009-2010 Previsão | Ano gás 2010-2011 Previsão | Total |
|--|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| Investimento para imobilizado em curso directo para exploração | 2 533 2 386 147 | 38 212 38 212 0 | 38 596 38 596 0 | 23 506 23 506 0 | 102 847 102 700 147 |
| Transferido para exploração | 1 542 | 2 909 | 0 | 98 241 | 102 692 |
| Em curso | 844 | 36 147 | 74 743 | 8 | |

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 3-39 apresenta-se o valor do imobilizado a remunerar, líquido de amortizações e das participações ao investimento por grandes agregados, para a REN Atlântico.

Quadro 3-39 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da REN Atlântico

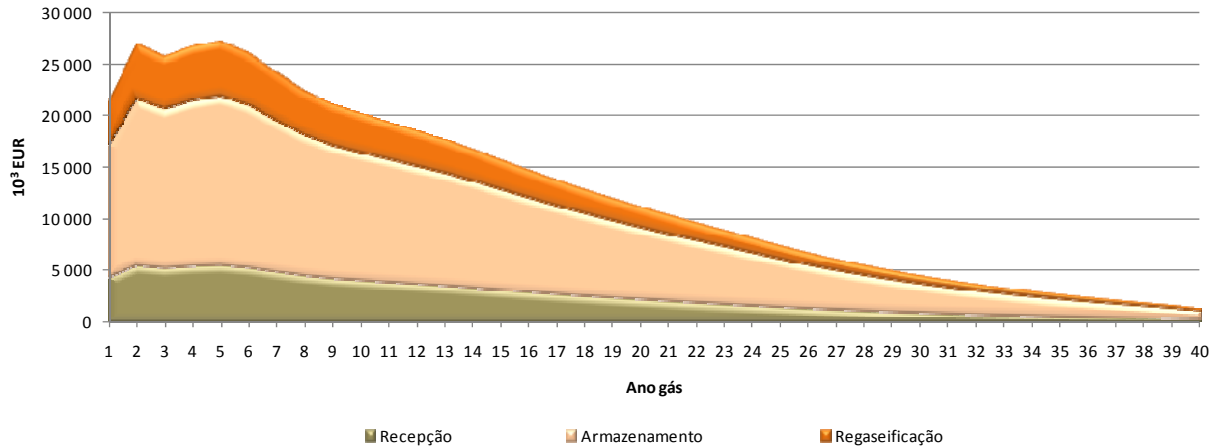
| | | Unidade: 10 ³ EUR | | | |
|---------|--|------------------------------|--------------------------|---|-----------------|
| | | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) |
| | | (1) | (2) | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 231 646 | 220 662 | 243 391 | 5% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 0 | 0 | 0 | - |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 231 646 | 220 662 | 243 391 | 5% |
| | Terrenos e recursos naturais | 0 | 0 | 0 | - |
| | Edifícios e outras construções | 6 082 | 6 084 | 5 779 | -5% |
| | Equipamento básico | 214 943 | 211 755 | 197 038 | -8% |
| | Equipamento de transporte | 53 | 52 | 28 | -47% |
| | Ferramentas e utensílios | 54 | 216 | 143 | 164% |
| | Equipamento administrativo | 107 | 116 | 80 | -25% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 43 | 1 595 | 4 177 | 9614% |
| 4 | Imobilizado em curso | 10 365 | 844 | 36 147 | 249% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 71 005 | 70 532 | 65 714 | -7% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 150 276 | 149 287 | 141 531 | -6% |

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.

O valor do custo com capital para cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009 é de 27 074 milhares de euros, sendo superior em 24% ao apurado para o ano gás 2007-2008 (21 830 milhares de euros).

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



As alterações já referidas anteriormente, quer ao nível das quantidades de gás apresentadas pela REN Atlântico para o ano gás 2008-2009, quer ao nível das taxas de inflação utilizadas, tiveram no cálculo dos proveitos permitidos da REN Atlântico, para o ano gás 2008-2009, de mais 14% relativamente ao cenário base. O Quadro 3-40 evidencia o impacto das alterações introduzidas pela ERSE no total dos proveitos permitidos da REN Atlântico para o ano gás 2008-2009.

Quadro 3-40 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Atlântico

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações ERSE | | Ano gás 2 2º sem 2008-1º sem 2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|------------------------------|---------------|--|----------------------------------|---|---------------------------------------|------------|
| | | Alteração das quantidades de gás natural | Alteração da taxa de inflação | | Valor | % |
| <i>Receção de GNL</i> | 6 283 | 661 | 15 | 6 959 | 676 | 11% |
| <i>Armazenamento de GNL</i> | 15 637 | 2 704 | 134 | 18 475 | 2 839 | 18% |
| <i>Regaseificação de GNL</i> | 8 492 | 660 | 31 | 9 183 | 691 | 8% |
| <i>Ilhas de Carga</i> | 717 | 0 | 1 | 718 | 1 | 0% |
| REN Atlântico | 31 129 | 4 025 | 182 | 35 335 | 4 206 | 14% |

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. O artigo 68.º estabelece que a concessão será atribuída a uma sociedade em relação de domínio total inicial com a Rede Eléctrica Nacional, S.A. – 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, S.A. 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.

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 n.º 16 624-A/2006, de 1 de Setembro de 2006, define no n.º 2 do artigo 28.º 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 2008-2009 foram usados os seguintes pressupostos pela ERSE:

- Taxa de inflação do ano 2008 – 2,7%
- Taxa de inflação do ano 2009 – 2,6%
- Taxa de remuneração do capital – 8%
- Taxa de actualização do activo – 8%
- Taxa de actualização das quantidades de gás natural – 11%.
- Alteração das quantidades de gás natural propostas pela REN Gasodutos para o ano gás 2008-2009, de 4 757,65 milhões de m³ para 4 868,239 milhões de m³

No cálculo das previsões dos anos gás 2007-2008 e 2008-2009 a empresa usou o seguinte pressuposto:

- Taxa de inflação – 2,1%

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, respeita na generalidade as necessidades expressas no artigo 130º do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural.

Assim, a informação disponibilizada foi a seguinte:

- Valores dos activos imobilizados, amortizações e participações ao investimento, desagregados pelas actividades de Transporte e de Gestão Técnica Global do Sistema, para todos os semestres da concessão;
- Valores previsionais de investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados pelas actividades de Transporte e de Gestão Técnica Global do Sistema, para todos os semestres da concessão;
- Valores previsionais de custos e de proveitos para o 2º ano gás (2008-2009), bem como as previsões referentes ao ano gás em curso (2007-2008), desagregadas pelas actividades reguladas.

- Taxas de inflação utilizadas.
- Chaves de repartição dos custos comuns, por actividade.
- Chaves de repartição dos imobilizados e investimentos comuns, por actividade.

Não foi enviado o balanço previsional da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, para o 2.º ano gás 2008-2009, bem como os balanços previsionais referentes ao ano gás em curso 2007-2008. A este nível foi enviado apenas um balanço global da REN Gasodutos para os anos gás 2007-2008 e 2008-2009.

Salienta-se a boa colaboração demonstrada pela empresa no esclarecimento de todas as dúvidas que surgiram.

Nos custos de exploração previstos para o ano gás 2008-2009, apenas foram alterados os custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural, tendo usado os valores reais do ano 2007 e actualizado o valor de 2009 com a taxa de inflação adoptada pela ERSE em substituição da que foi utilizada pela REN. A alteração nas previsões para o ano gás 2008-2009 acresce de 104 milhares de euros aos proveitos permitidos.

3.4.4 ACTIVIDADES REGULADAS

A empresa REN Gasodutos, S.A. 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 as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Distribuição de gás natural, 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 refeito 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.

O Regulamento Tarifário do Sector do gás natural determina que a actividade de Transporte de gás natural, exercida pelo operador da rede de transporte de gás natural, seja constituída pelas seguintes actividades:

- Acesso à RNTGN;
- Gestão Técnica Global do Sistema;
- Transporte de gás natural.

No cálculo dos proveitos permitidos para as actividades de Gestão Técnica Global do Sistema e de Transporte de gás natural 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. No entanto, o cálculo do custo de capital da actividade de Transporte de gás natural é efectuado tendo em consideração o alisamento tarifário, a fim de evitar alterações no perfil da remuneração.

O custo com capital considerado em cada ano gás resulta do produto de um custo com capital unitário, calculado até final do período da concessão, pelas quantidades de gás natural previstas serem injectadas na rede de transporte de gás natural.

O referido custo com capital unitário, 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 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).

A tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelo operador da rede de transporte de gás natural, tendo em conta as diversas variáveis de facturação, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural.

3.4.4.1.2 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Para apuramento dos proveitos permitidos para cada uma das actividades foram aceites os valores enviados pela REN Gasodutos, com a ressalva já mencionada, sendo que a ERSE entendeu proceder á alteração das quantidades de gás previstas para o ano gás 2008-2009 e das taxas de inflação, como referido no ponto 3.4.2.

3.4.4.2 ACTIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

3.4.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 64º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Custo com capital afecto a esta actividade.
- Custos de exploração afectos a esta actividade.
- Proveitos permitidos da actividade de operação Logística de Mudança de Comercializador
- Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo

Nos dois primeiros anos de regulação não são efectuados ajustamentos, que apenas ocorrerão a partir do terceiro ano gás.

Os proveitos permitidos apurados para a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema são os apresentados no Quadro 3-41.

Quadro 3-41 - Proveitos permitidos para a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

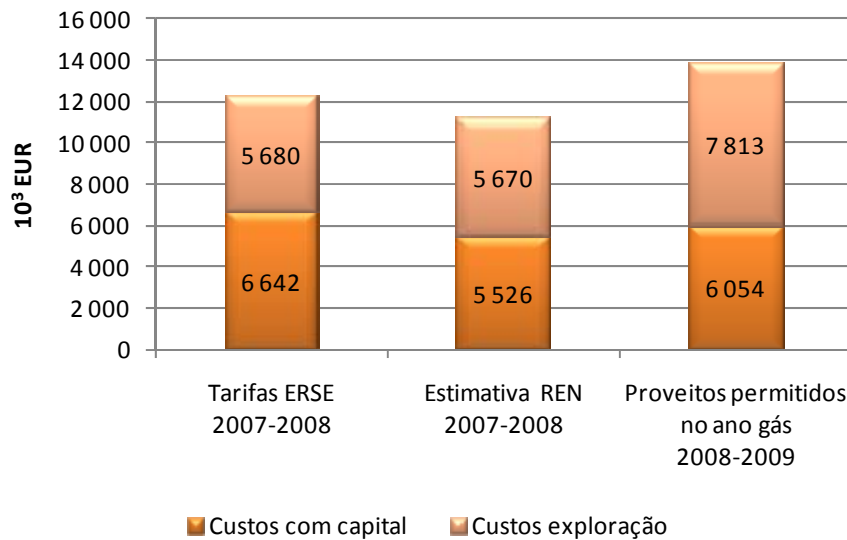
Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas ERSE 2007-2008 (1) | Estimativa REN 2007-2008 (2) | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 (3) | Variação % (4)=(3)/(1)- 1 |
|-------------------------------|---|----------------------------------|------------------------------------|--|------------------------------------|
| $\tilde{P}_{GTGS,t}^{ORT}$ | Custos da gestão técnica global do sistema, previstos para o ano gás t | 12 322 | 11 196 | 13 867 | 12,5% |
| $\tilde{A}_{mGTGS,t}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participativo, prevista para o ano gás 2008-2009 | 3 559 | 3 305 | 3 516 | -1,2% |
| $\tilde{A}_{ctGTGS,t}$ | Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás 2008-2009, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás | 38 434 | 33 419 | 32 211 | -16,2% |
| $r_{GTGS,t}$ | Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem | 8 | 8 | 8 | |
| $\tilde{C}_{E_{gras},t}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás 2008-2009 | 2 962 | 3 502 | 4 814 | 62,5% |
| $\tilde{R}_{EG_{GTGS,t}}$ | Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural, previstos para o ano gás 2008-2009 | 2 718 | 2 168 | 2 998 | 10,3% |
| i_{t-1}^Z | Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema | 9 | 0 | 0 | |
| $\tilde{S}_{GTGS,t}$ | Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás 2008-2009 | 0 | 452 | 39 | |
| $\tilde{P}_{OLMC,t}^{OLMC}$ | Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás 2008-2009 | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| $\tilde{P}_{EE-ORT}^{EE-ORT}$ | Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, para o ano gás 2008-2009 | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| Δ_{URR-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 | 0 | 0 | 0,0% |
| \tilde{P}_{UGS}^{ORT} | Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, previstos para o ano gás 2008-2009 | 12 322 | 11 196 | 13 867 | 12,5% |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 13 867 milhares de euros, calculados de acordo com a fórmula constante do Quadro 3-41. Relativamente às tarifas do ano gás 2007-2008, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 12,5.

A Figura 3-28 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Gasodutos para o mesmo período e os proveitos permitidos para o ano gás de 2008-2009, calculados pela ERSE.

Figura 3-28 - Proveitos permitidos



3.4.4.2.2 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-42 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, aceites para tarifas dos anos gás 2007-2008, a estimativa da REN Gasodutos para o ano gás 2008-2009 e os custos de exploração aceites para os proveitos permitidos do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-42 - Custos de Exploração da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

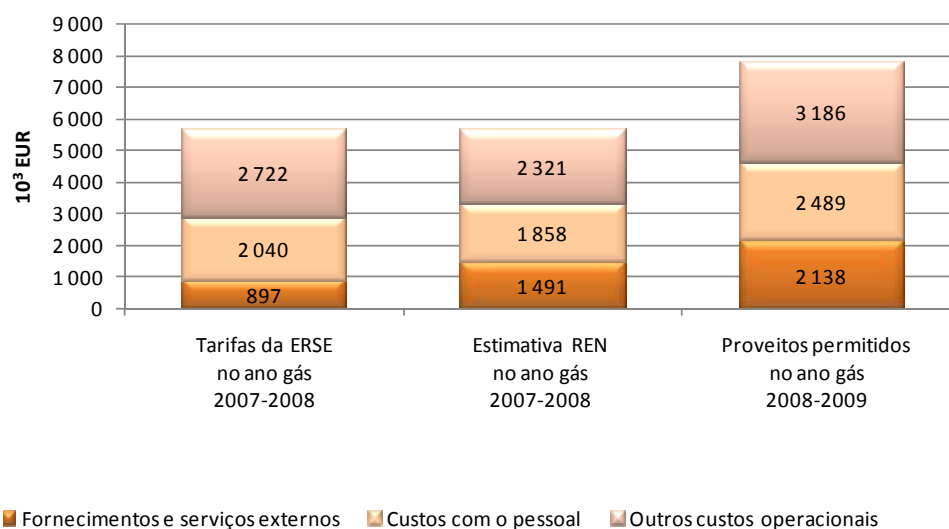
Unidade: 10³ Euros

| | Tarifas da ERSE no ano gás 2007-2008 | Estimativa REN no ano gás 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Tarifas ERSE 2008-2009 |
|-----------------------------------|--|---|--|--------------------|------------------------------|------------------------------|
| | | | | | Peso dos custos % | |
| | | | | [(2) - (1)]/(1) | | |
| Custo das matérias primas | 8 | | | -100,00% | 0,1% | 0,0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 897 | 1 491 | 2 138 | 138,34% | 15,8% | 27,4% |
| Custos com o pessoal | 2 040 | 1 858 | 2 489 | 22,00% | 35,9% | 31,9% |
| Provisões do exercício | 20 | | | | 0,4% | 0,0% |
| Impostos | | | | | | |
| Outros custos operacionais | 2 722 | 2 321 | 3 186 | 17,04% | 47,9% | 40,8% |
| Custos de exploração | 5 687 | 5 670 | 7 813 | 37,38% | 100,00% | 100,00% |

Da análise ao quadro verifica-se que os agregados com peso mais significativo ao nível dos custos de exploração são os outros custos operacionais, fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal. Entre as tarifas do ano gás 2007-2008 e os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, os FSE apresentam um crescimento de 138%, os custos com pessoal crescem cerca de 22% e os outros custos operacionais crescem 17%.

Em peso percentual, os outros custos operacionais continuam a ser a natureza de custos com o valor mais elevado, ao nível dos custos de exploração aceites para tarifas, representado 47,9% nas tarifas do ano gás 2007-2008 e 40,8% nos proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

A Figura 3-29 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da função, por cada um dos anos.

Figura 3-29 - Repartição percentual dos custos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

Como não dispomos de informação que permita efectuar a desagregação dos outros custos operacionais, apresentamos seguidamente uma breve análise dos fornecimentos e serviços externos e dos custos com pessoal.

FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por naturezas é apresentada no Quadro 3-43.

Quadro 3-43 - Custos com FSE para a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

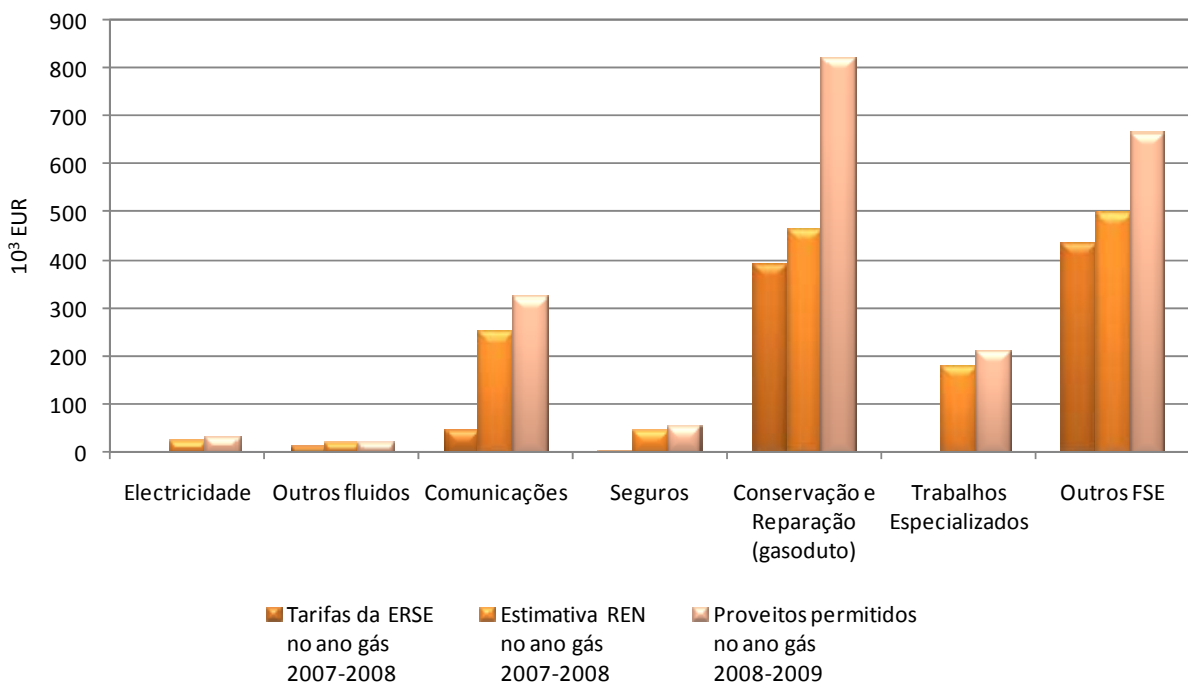
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas da ERSE no ano gás 2007-2008 | Estimativa REN no ano gás 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|--|--------------------------------------|-------------------------------------|---|-----------------|------------------------|---|
| | (1) | (2) | (3) | [(3) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Electricidade | 0 | 25 | 34 | | 0% | 2% |
| Outros fluidos | 15 | 21 | 21 | 38% | 2% | 1% |
| Comunicações | 49 | 253 | 324 | 568% | 5% | 15% |
| Seguros | 3 | 47 | 54 | 1541% | 0% | 3% |
| Conservação e Reparação (gasoduto) | 393 | 465 | 823 | 110% | 44% | 39% |
| Trabalhos Especializados | 0 | 180 | 214 | | 0% | 10% |
| Outros FSE | 437 | 501 | 666 | 52% | 49% | 31% |
| Fornecimentos e serviços externos | 897 | 1 491 | 2 138 | 138% | 100,0% | 100% |

Do total dos fornecimentos e serviços externos as rubricas que apresentam o maior acréscimo em valor absoluto são a conservação e reparação e os outros FSE, sendo de 110% e 52% a variação percentual. São igualmente estas rubricas que têm o maior peso percentual no total dos FSE.

A Figura 3-30 permite visualizar a repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos, da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, pelas diferentes naturezas. Em termos globais os custos com FSE crescem 138% relativamente aos valores aceites para as tarifas de 2007-2008.

Figura 3-30 - Custos com FSE por natureza para a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema



CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam no ano gás 2008-2009, na totalidade dos custos de exploração, cerca de 31,9% do total, enquanto os valores aceites para tarifas do ano gás 2007-2008, representavam 35,9%, do total.

Para efeito de comparação, os custos de pessoal foram desagregados de acordo com o solicitado na Norma Complementar 4 em remunerações, encargos sobre remunerações e outros encargos.

No .Quadro 3-44 estão indicados os valores desagregados como atrás referido.

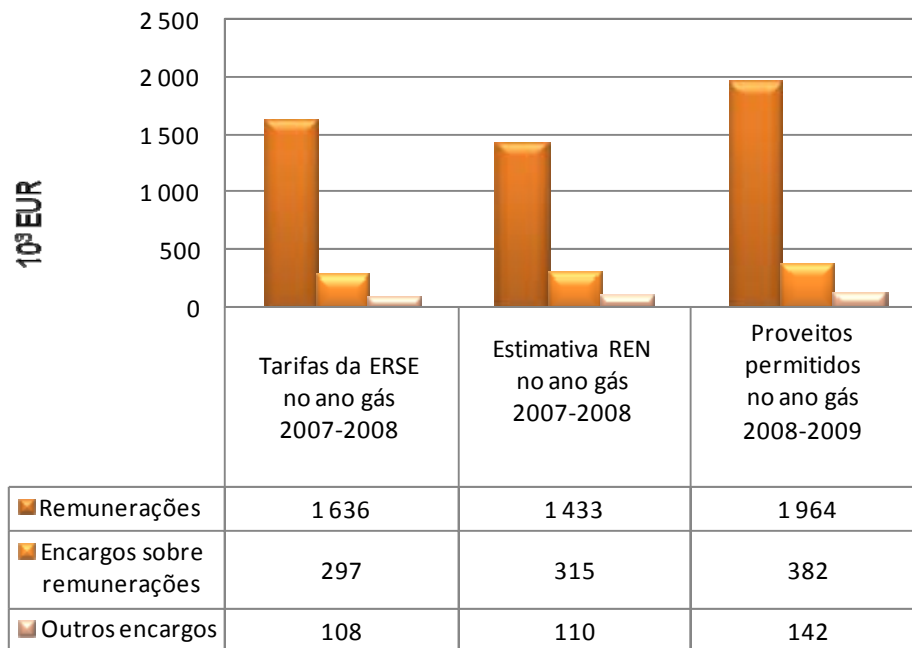
.Quadro 3-44 - Custos com pessoal da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas da ERSE no ano gás 2007-2008 | Estimativa REN no ano gás 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|---|-----------------|------------------------|---|
| | (1) | (2) | (3) | [(3) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Remunerações | 1 636 | 1 433 | 1 964 | 20% | 80% | 79% |
| Encargos sobre remunerações | 297 | 315 | 382 | 29% | 15% | 15% |
| Outros encargos | 108 | 110 | 142 | 32% | 5% | 6% |
| Custos com Pessoal | 2 041 | 1 858 | 2 489 | 22% | 100% | 100% |

A Figura 3-31 permite visualizar a repartição dos custos com pessoal, da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, pelos principais agregados.

Figura 3-31 - Custos com pessoal da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema



As remunerações constituem o principal agregado de custos com pessoal representando no ano gás 2008-2009 cerca de 80% do total.

3.4.4.2.2.1 CUSTO COM CAPITAL

O custo com capital na actividade de Gestão Técnica Global do Sistema é obtido pela aplicação da taxa de remuneração (8%) ao valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e

comparticipações, previsto para o ano gás 2008-2009, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás, acrescido da amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participado, prevista para o ano gás 2008-2009.

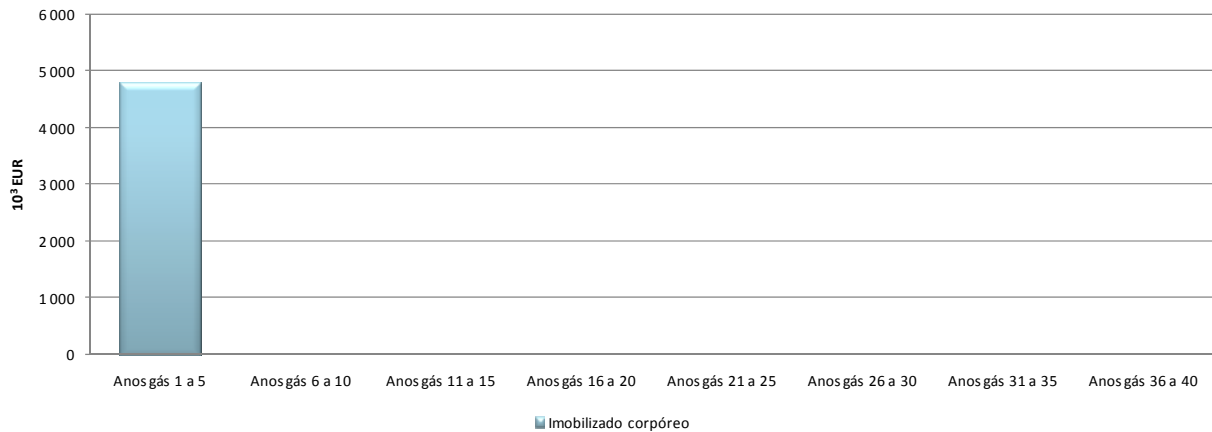
No Quadro 3-45 apresenta-se o imobilizado a remunerar previsto para o ano gás 2008-2009, o qual ascende a cerca de 71 393 milhares de euros.

Quadro 3-45 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas ERSE 2º sem 07 - 1ºsem 08 | Estimativa REN 2º sem 07 - 1ºsem 08 | Tarifas ERSE 2º sem 08 - 1ºsem 09 | Variação (%) |
|----------------|--|---|---|---|-----------------|
| | | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 50 841 | 41 971 | 40 055 | -21% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 0 | 0 | 0 | - |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 50 841 | 41 971 | 40 055 | -21% |
| | Terrenos e recursos naturais | 362 | 362 | 362 | 0% |
| | Edifícios e outras construções | 14 980 | 14 967 | 14 575 | -3% |
| | Equipamento básico | 34 724 | 24 736 | 25 118 | -28% |
| | Equipamento de transporte | 0 | 0 | 0 | - |
| | Ferramentas e utensílios | 0 | 0 | 0 | - |
| | Equipamento administrativo | 0 | 0 | 0 | - |
| | Outro imobilizado corpóreo | 0 | 0 | 0 | - |
| 4 | Imobilizado em curso | 775 | 1 905 | 0 | -100% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 8 368 | 8 264 | 7 435 | -11% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 41 698 | 31 802 | 32 620 | -22% |

Os investimentos previstos para o período da concessão, de acordo com a informação enviada pela REN Gasodutos, ascendem a cerca de 4 782 milhares de euros distribuídos ao longo do período da concessão conforme é evidenciado na Figura 3-32.

Figura 3-32 - Evolução do investimento

3.4.4.3 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

3.4.4.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 65º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Custo com capital afecto a esta actividade.
- Custos de exploração afectos a esta actividade.
- Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental.
- Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento.

A esta base de custos devem ser deduzidos os:

- Proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de URT.

Nos dois primeiros anos de regulação não são efectuados ajustamentos, que apenas ocorrerão a partir do terceiro ano gás.

Os proveitos permitidos apurados para a actividade de Transporte de gás natural são os apresentados no Quadro 3-46.

Quadro 3-46 - Proveitos permitidos para a actividade de Transporte de gás natural

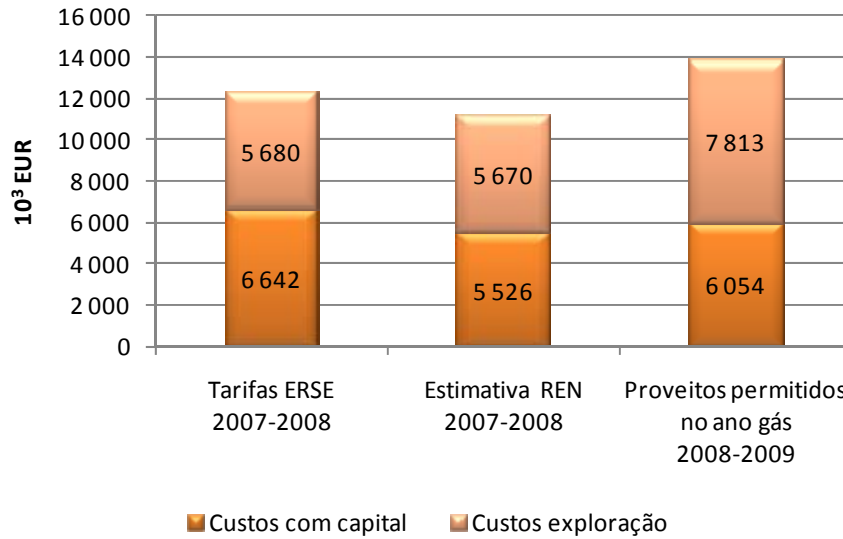
Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 (3) | Variação % (4)=(3)/(1)- 1 |
|---------------------------|--|---------------------------|-----------------------------|---|------------------------------------|
| | | (1) | (2) | (3) | (4) |
| $\tilde{C}_{C,t}$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás 2008-2009 | 66 656 | 71 149 | 77 973 | 17,0% |
| $\tilde{C}_{E,t}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás 2008-2009 | 18 917 | 15 150 | 18 541 | -2,0% |
| $\tilde{S}_{T,t}$ | Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás 2008-2009 | 3 154 | 5 282 | 3 939 | 24,9% |
| $Amb_{T,t-2}$ | 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 | 0 | 0 | |
| $\Delta_{URT,t}^{ORT}$ | Ajustamento no ano gás 2008-2009, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0 | 0 | 0 | |
| $\tilde{F}_{URT,t}^{ORT}$ | Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, previstos para o ano gás 2008-2009 | 82 419 | 81 017 | 92 575 | 12,3% |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 92 575 milhares de euros, correspondendo a 18 541 milhares de euros de custos de exploração, de 77 973 milhares de euros resultantes do custo com capital, deduzidos de 3 939 milhares de euros de proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de URT. Os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 12,3%, sendo que 17,0% resultam dos custos com capital afectos a esta função, -2% correspondem a um decréscimo dos custos de exploração e 24,9% de proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de URT.

A Figura 3-33 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos incluídos nas tarifas do ano gás 2007-2008, a estimativa da REN Gasodutos para o mesmo período e os proveitos permitidos para o ano gás de 2008-2009, calculados pela ERSE.

Figura 3-33 - Proveitos permitidos na actividade de Transporte de gás natural



3.4.4.3.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-47 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à actividade de Transporte de gás natural, a estimativa da REN Gasodutos para o mesmo período e os proveitos permitidos para o ano gás de 2008-2009, calculados pela ERSE.

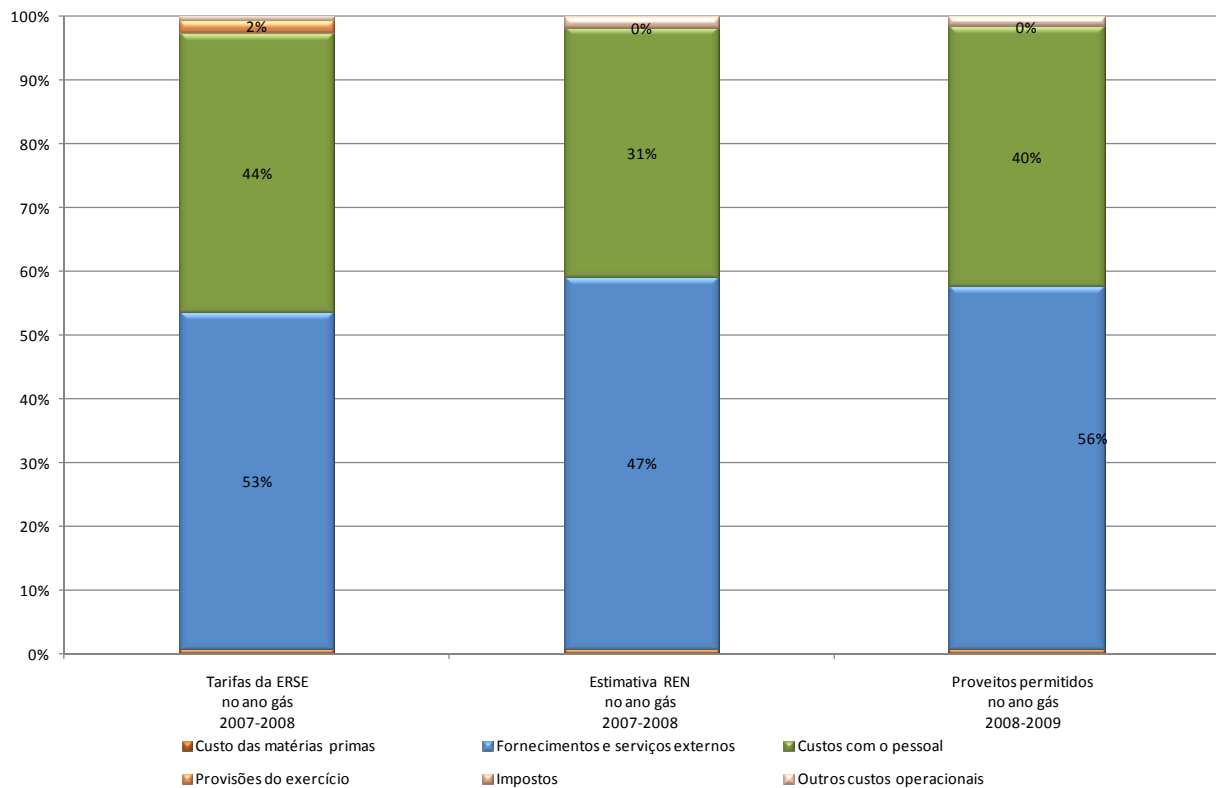
Quadro 3-47 - Custos de exploração da actividade de Transporte de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas da ERSE no ano gás 2007-2008 | Estimativa REN no ano gás 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|---|-------------------|------------------------|---|
| | (1) | (2) | (3) | $[(3) - (1)]/(1)$ | Peso dos custos % | |
| Custo das matérias primas | 169 | 148 | 164 | -3,0% | 0,9% | 0,9% |
| Fornecimentos e serviços externos | 9 981 | 8 821 | 10 540 | 5,6% | 52,8% | 56,8% |
| Custos com o pessoal | 8 317 | 5 918 | 7 556 | -9,2% | 44,0% | 40,8% |
| Provisões do exercício | 362 | | | | 1,9% | 0,0% |
| Impostos | | | | | | |
| Outros custos operacionais | 88 | 263 | 281 | 219,5% | 0,5% | 1,5% |
| Custos de exploração | 18 917 | 15 150 | 18 541 | -2,0% | 100,0% | 100,0% |

Em termos de variação entre os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009 e as tarifas de 2007-2008 verificamos que são os outros custos operacionais que apresentam o maior acréscimo, 219,5%. Relativamente ao peso percentual no total das diferentes naturezas de custos destacam-se os fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal, os quais representam em conjunto mais de 95%.

A Figura 3-34 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da actividade de Transporte de gás natural.

Figura 3-34 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Transporte de gás natural

FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado dos custos de exploração com o maior peso no total, representando entre 56% do total dos custos de exploração no ano gás 2008-2009 e 47% na estimativa da REN para o ano gás 2007-2008. Em termos absolutos, os fornecimentos e serviços externos apresentam um crescimento de 6% entre o ano gás 2007-2008 e o ano gás 2008-2009.

A repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos por ano gás e natureza é apresentada no Quadro 3-48.

Quadro 3-48 - Custos com FSE para a actividade de Transporte de gás natural

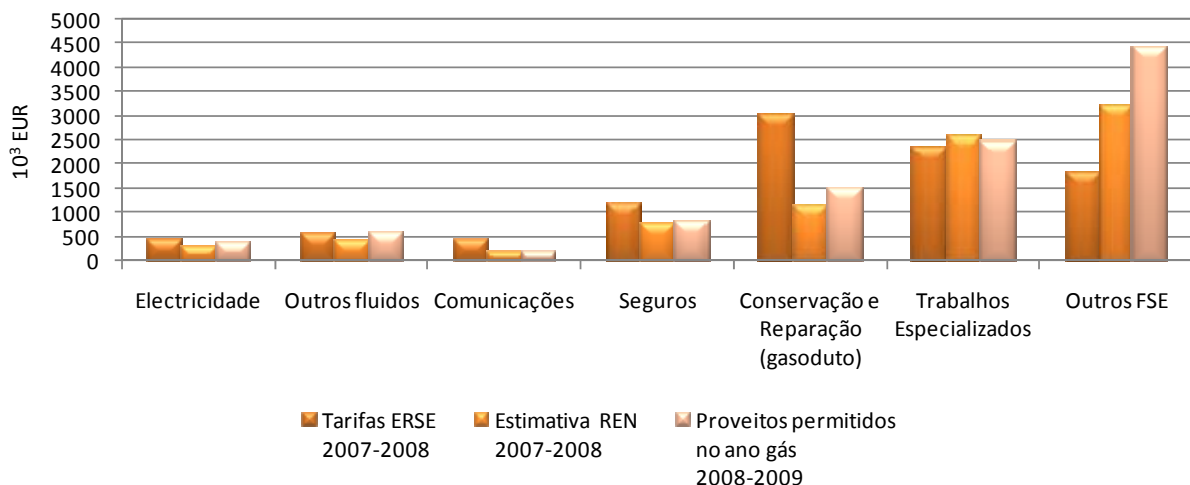
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas da ERSE no ano gás 2007-2008 | Estimativa REN no ano gás 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|--|--------------------------------------|-------------------------------------|---|-----------------|------------------------|---|
| | (1) | (2) | (3) | [(3) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Electricidade | 468 | 337 | 410 | -12% | 5% | 4% |
| Outros fluidos | 587 | 458 | 623 | 6% | 6% | 6% |
| Comunicações | 462 | 207 | 206 | -55% | 5% | 2% |
| Seguros | 1188 | 807 | 867 | -27% | 12% | 8% |
| Conservação e Reparação (gasoduto) | 3046 | 1 150 | 1 508 | -50% | 31% | 14% |
| Trabalhos Especializados | 2371 | 2 621 | 2 498 | 5% | 24% | 24% |
| Outros FSE | 1860 | 3 239 | 4 428 | 138% | 19% | 42% |
| Fornecimentos e serviços externos | 9981 | 8 821 | 10 540 | 6% | 100,0% | 100% |

Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de outros FSE, dos trabalhos especializados e da conservação e reparação, que no ano gás 2007-2008 representam na globalidade 74% do total dos custos com fornecimentos e serviços externos, passando a representar cerca de 80% no ano gás 2008-2009. Verifica-se um crescimento acentuado ao nível das rubricas de outros FSE de 138%.

A Figura 3-35 permite visualizar a repartição dos custos com fornecimentos e serviços externos da actividade de Transporte de gás natural, pelas diferentes naturezas. Os principais custos ocorrem ao nível das rubricas de outros FSE, dos trabalhos especializados e da conservação e reparação.

Figura 3-35 - Custos com FSE por natureza para a actividade de Transporte de gás natural



CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam, no ano gás 2008-2009, 40,0% da totalidade dos custos de exploração, apresentando um decréscimo de 4% relativamente ao ano gás 2007-2008.

Utilizou-se o mesmo princípio de agrupamento das várias naturezas dos custos com pessoal para efeito de comparação. Assim, os custos foram agrupados em remunerações, encargos sobre remunerações, e outros encargos.

No Quadro 3-49 estão indicados os valores desagregados de acordo com o agrupamento mencionado anteriormente.

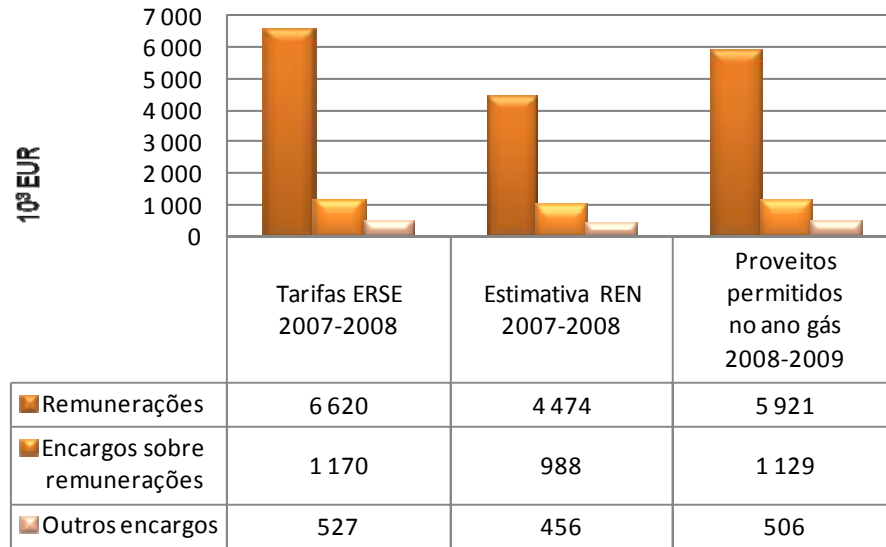
Quadro 3-49 - Custos com pessoal da actividade de Transporte de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas da ERSE no ano gás 2007-2008 | Estimativa REN no ano gás 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|---|-----------------|------------------------|---|
| | (1) | (2) | (3) | [(3) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Remunerações | 6 620 | 4 474 | 5 921 | -11% | 80% | 78% |
| Encargos sobre remunerações | 1 170 | 988 | 1 129 | -3% | 14% | 15% |
| Outros encargos | 527 | 456 | 506 | -4% | 6% | 7% |
| Custos com Pessoal | 8 317 | 5 918 | 7 556 | -9% | 100% | 100% |

A Figura 3-36 permite visualizar a repartição dos custos com pessoal, da actividade de Transporte de gás natural, pelos principais agregados.

Figura 3-36 - Custos com pessoal da actividade de Transporte de gás natural

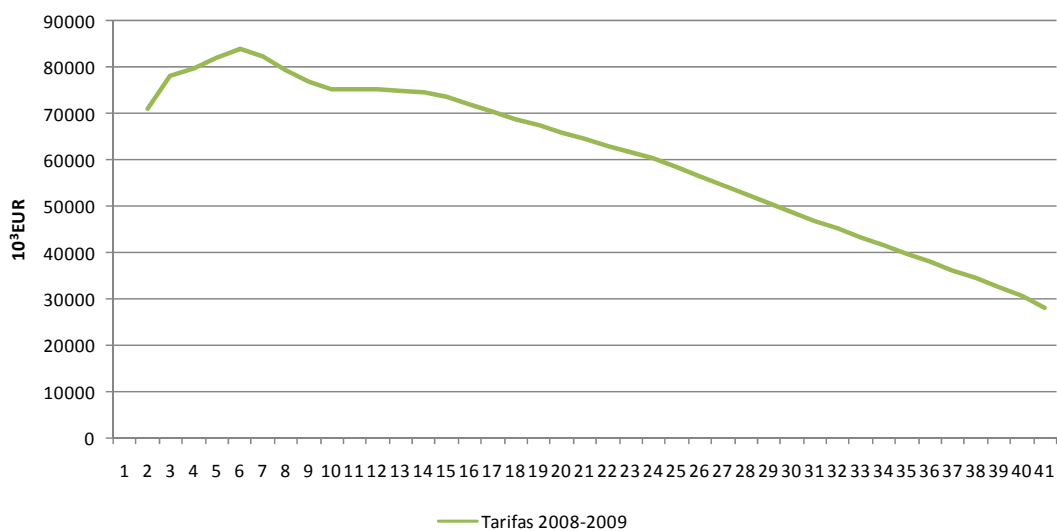


As remunerações constituem o principal agregado de custos com pessoal, representando no ano gás 2008-2009 cerca de 80% do total.

3.4.4.3.1.2 CUSTO COM CAPITAL

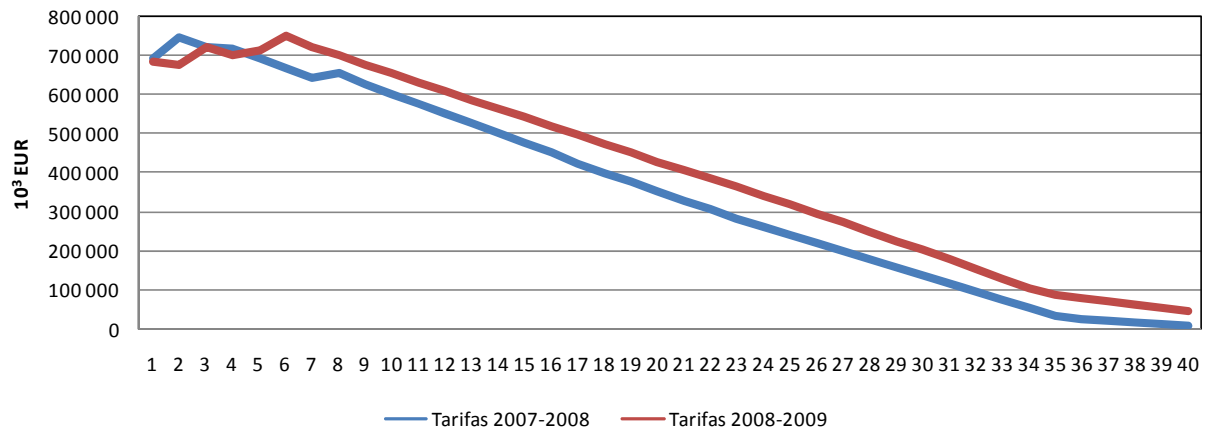
A Figura 3-37 mostra a evolução do custo com capital na actividade de Transporte de gás natural para o período de 40 anos da concessão.

Figura 3-37 – Custo com capital no período da concessão para a actividade de Transporte de gás natural



Na Figura 3-38 apresenta-se a evolução dos imobilizados líquidos de amortizações e de participações, afecto à actividade de Transporte de gás natural. Estes valores de imobilizado são objecto de alisamento tarifário para efeitos de cálculo do custo com capital.

Figura 3-38 - Imobilizado líquido de amortizações e participações da actividade de Transporte de gás natural



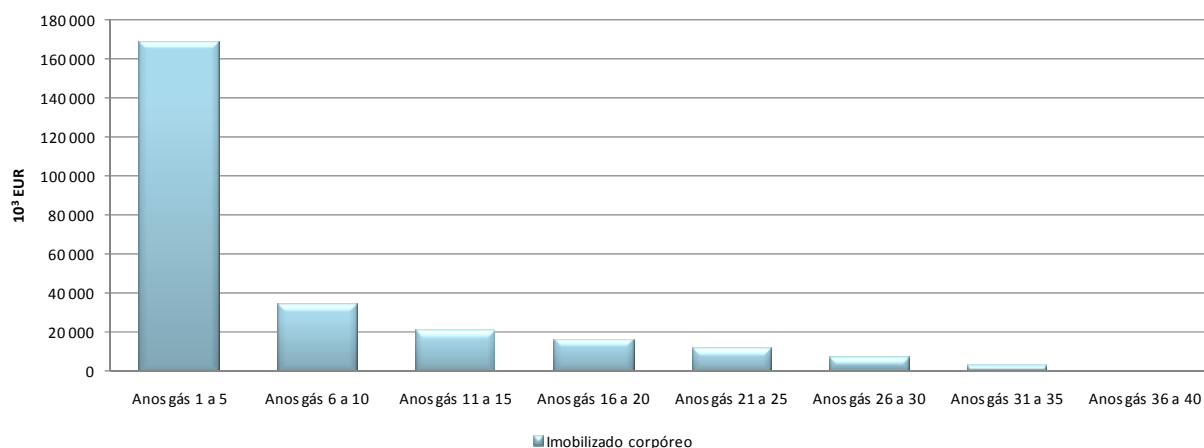
No Quadro 3-50 apresentam-se os valores do imobilizado líquido de participações ao investimento por grandes agregados da actividade de Transporte de gás natural. Da análise do quadro verifica-se que, entre o ano gás 2007-2008 e o ano gás 2008-2009 o valor do imobilizado líquido decresceu cerca de 2%. Segundo a empresa este decréscimo resulta de uma revisão do plano de investimentos, à luz de um melhor conhecimento da evolução do mercado e do advento do MIBGAS.

Quadro 3-50 – Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Transporte de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas ERSE 2º sem 07 - 1ºsem 08 | Estimativa REN 2º sem 07 - 1ºsem 08 | Tarifas ERSE 2º sem 08 - 1ºsem 09 | Varição (%) |
|----------------|--|--|--|--|------------------------|
| | | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 969 290 | 924 003 | 944 192 | -3% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 44 | 35 | 31 | -29% |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 969 246 | 923 968 | 944 161 | -3% |
| | Terrenos e recursos naturais | 73 665 | 73 763 | 71 809 | -3% |
| | Edifícios e outras construções | 12 278 | 12 156 | 11 584 | -6% |
| | Equipamento básico | 830 817 | 823 153 | 812 515 | -2% |
| | Equipamento de transporte | 0 | 0 | 0 | |
| | Ferramentas e utensílios | 33 | 18 | 2 | -95% |
| | Equipamento administrativo | 552 | 682 | 328 | -41% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 217 | 337 | 264 | 22% |
| 4 | Imobilizado em curso | 51 684 | 13 859 | 47 660 | -8% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 223 640 | 223 466 | 216 589 | -3% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 693 966 | 686 678 | 679 943 | -2% |

Os investimentos previstos para o período da concessão, de acordo com a informação enviada pela REN Gasodutos, ascendem a cerca de 274 905 milhares de euros (a preços correntes) distribuídos ao longo do período da concessão, conforme é evidenciado na Figura 3-39.

Figura 3-39 - Evolução do investimento

3.4.4.4 ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN

3.4.4.4.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 63º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

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

Os proveitos permitidos apurados para a actividade de Acesso à RNTGN são os apresentados no Quadro 3-51.

Quadro 3-51 – Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas ERSE 2007-2008 | Estimativa REN 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação % |
|----------------------------|---------------------------|-----------------------------|--|-------------------|
| | (1) | (2) | (3) | (4)=(3)/(1)- 1 |
| $\tilde{P}_{RUGS,t}^{ORT}$ | 12 322 | 11 196 | 13 867 | 12,5% |
| $\tilde{P}_{URT,t}^{ORT}$ | 82 419 | 81 017 | 92 575 | 12,3% |
| $\tilde{P}_{ARNT,t}^{ORT}$ | 94 741 | 92 213 | 106 442 | 12,4% |

Os proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN totalizam 106 442 milhares de euros, sendo 92 575 milhares de euros da actividade de Transporte de gás natural e 13 867 milhares de euros da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema.

3.4.4.4.1.1 CUSTO DE EXPLORAÇÃO

O Quadro 3-52 evidencia a evolução das naturezas de custos de exploração da actividade de Acesso à RNTGN.

Quadro 3-52 - Custos de exploração da actividade de Acesso à RNTGN

Unidade: 10³ Euros

| | Tarifas da ERSE no ano gás 2007-2008 | Estimativa REN no ano gás 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação (%) | Tarifas ERSE 2007-2008 | Tarifas ERSE 2008-2009 |
|-----------------------------------|--|---|--|-----------------|------------------------------|------------------------------|
| | (1) | (2) | (3) | [(3) - (1)]/(1) | Peso dos custos % | |
| Custo das matérias primas | 177 | 148 | 164 | -7,34% | 0,7% | 0,6% |
| Fornecimentos e serviços externos | 10 878 | 10 312 | 12 678 | 16,55% | 44,2% | 48,1% |
| Custos com o pessoal | 10 357 | 7 776 | 10 045 | -3,02% | 42,1% | 38,1% |
| Provisões do exercício | 382 | 0 | 0 | | 1,6% | 0,0% |
| Impostos | | | | | | |
| Outros custos operacionais | 2 810 | 2 584 | 3 467 | 23,38% | 11,4% | 13,2% |
| Custos de exploração | 24 604 | 20 820 | 26 354 | 7,11% | 100,00% | 100,00% |

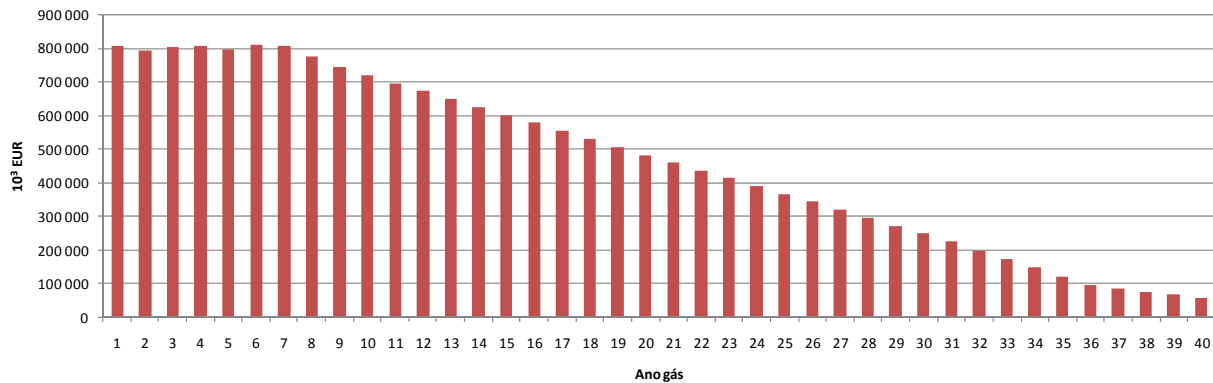
A variação dos custos de exploração do ano gás 2007-2008 para o ano gás 2008-2009 foi de 7,1%, sendo 16,6% de acréscimo dos FSE e 23,4 % de outros custos operacionais. Os custos com pessoal sofreram um decréscimo de 3,0%.

3.4.4.4.1.2 CUSTO COM CAPITAL

Os custos com capital da actividade de Acesso à RNTGN totalizam 113 700 milhares de euros, sendo 77 973 milhares de euros da actividade de Transporte de gás natural e 35 727 milhares de euros da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema.

A Figura 3-40 mostra o imobilizado líquido a remunerar no final de cada ano gás para o período de 40 anos da concessão da actividade de Acesso à RNTGN.

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



No Quadro 3-53 apresentam-se os valores do imobilizado líquido, de amortizações e do imobilizado em curso, e das participações ao investimento por grandes agregados, no final dos anos gás 2007-2008 (1.º ano) e 2008-2009 (2.º ano) e a respectiva variação. Apresenta-se ainda a estimativa do 1.º ano gás (2007-2008).

A análise dos dados leva-nos a concluir que a previsão de investimentos do 1.º ano gás foi bastante optimista e que a empresa rectificou o valor do investimento previsto para o 2.º ano gás em função da estimativa de que dispunha relativamente ao ano gás 2007-2008.

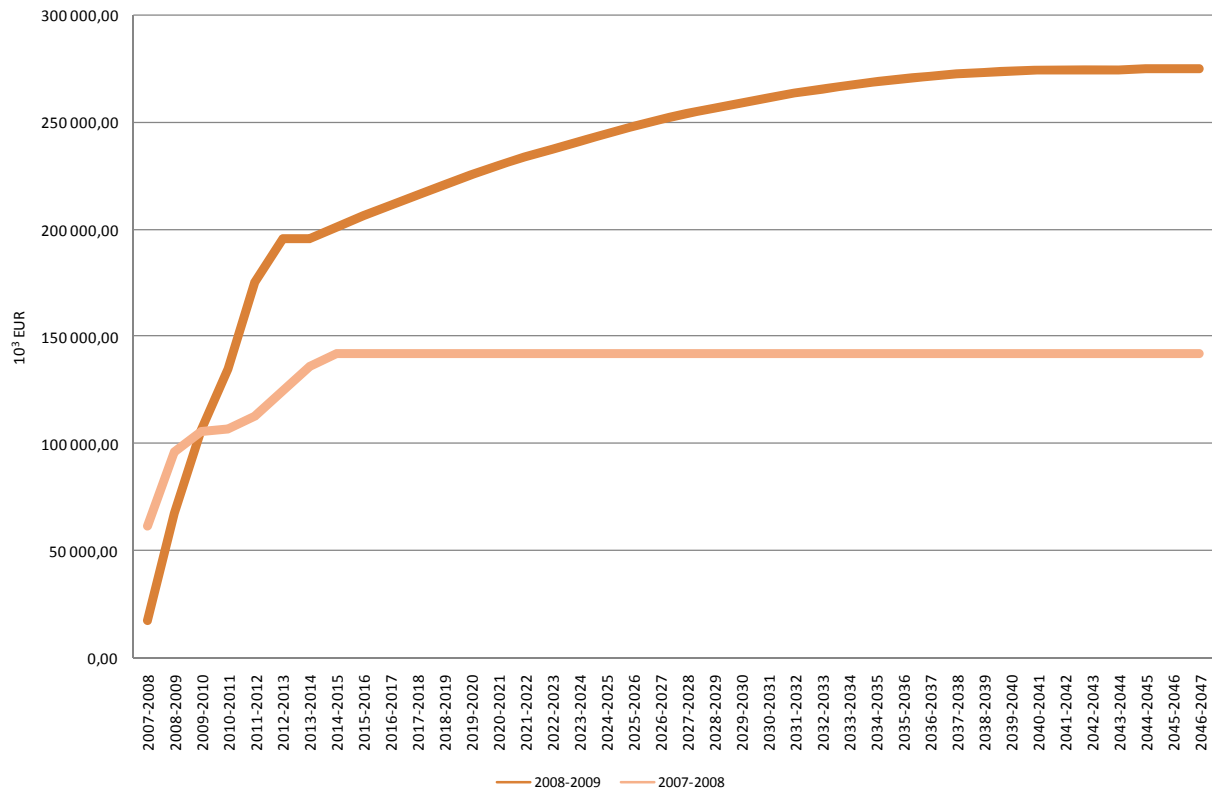
Quadro 3-53 – Imobilizado líquido e participações da actividade de Acesso à RNTGNUnidade: 10³ EUR

| | | Tarifas ERSE 2º sem 07 - 1ºsem 08 | Estimativa REN 2º sem 07 - 1ºsem 08 | Tarifas ERSE 2º sem 08 - 1ºsem 09 | Varição (%) |
|----------------|--|--|--|---|-----------------|
| | | (1) | | (2) | [(2) - (1)]/(1) |
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 1 020 131 | 965 974 | 984 246 | -4% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 44 | 35 | 31 | -29% |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 1 020 087 | 965 939 | 984 215 | -4% |
| | Terrenos e recursos naturais | 74 027 | 74 125 | 72 171 | -3% |
| | Edifícios e outras construções | 27 258 | 27 123 | 26 158 | -4% |
| | Equipamento básico | 865 541 | 847 889 | 837 633 | -3% |
| | Equipamento de transporte | 0 | 0 | 0 | |
| | Ferramentas e utensílios | 33 | 18 | 2 | -95% |
| | Equipamento administrativo | 552 | 682 | 328 | -41% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 217 | 337 | 264 | 22% |
| 4 | Imobilizado em curso | 52 459 | 15 764 | 47 660 | -9% |
| 5 | Participações Líquidas | 223 640 | 231 730 | 224 023 | 0% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 744 032 | 718 480 | 712 563 | -4% |

INVESTIMENTO

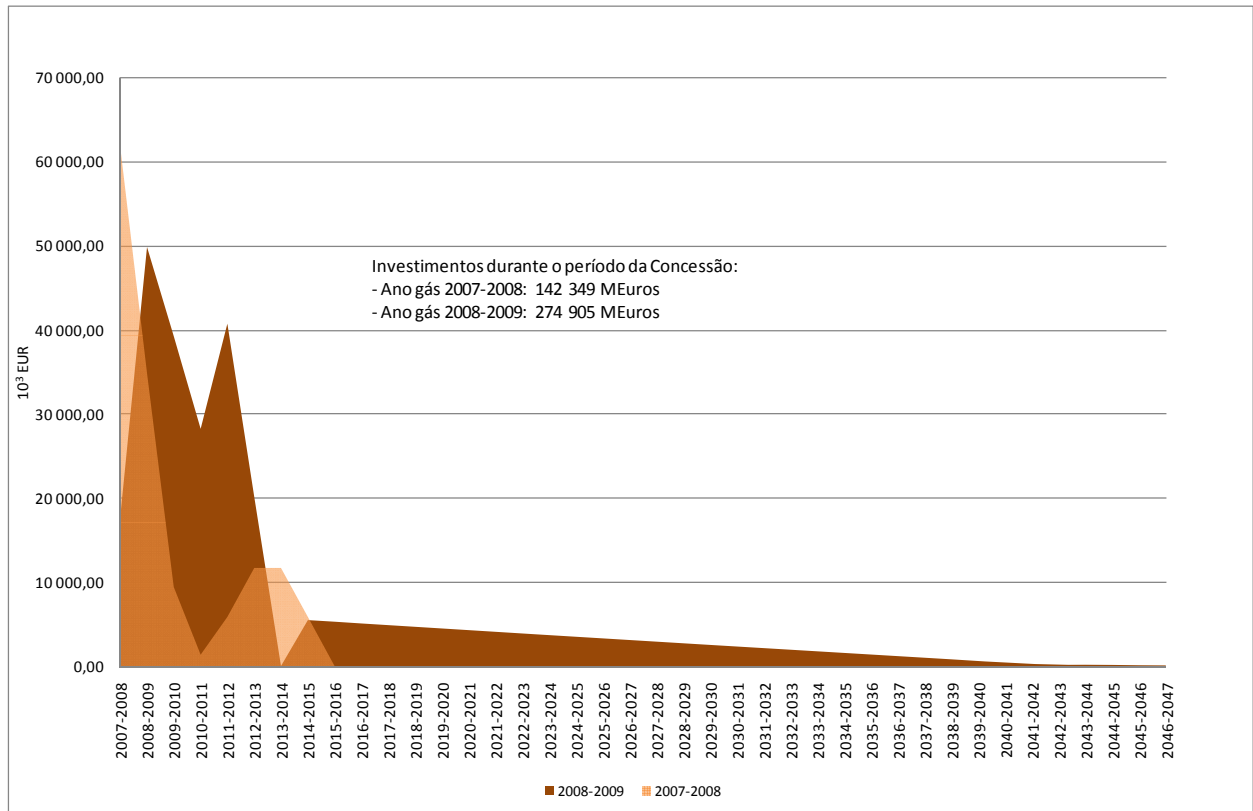
As previsões do valor acumulado do investimento da REN Gasodutos na Rede de Transporte de gás natural para o período dos 40 anos da concessão sofreram um acréscimo substancial (132 556 milhares de euros) do primeiro ano gás para o segundo ano gás (2008-2009), conforme se pode visualizar na Figura 3-41.

Figura 3-41 - Previsão do investimento acumulado nos dois primeiros anos da concessão



Na Figura 3-42 pode ver-se a comparação da evolução prevista nos anos gás 2007-2008 e 2008-2009 para todos os anos da concessão.

Figura 3-42 – Investimentos na Rede de Transporte de gás natural



A empresa apresentou o perfil do investimento, o qual no ano gás 2008-2009 se decompõe da seguinte forma:

Quadro 3-54 - Investimento na RNTGN por natureza de custos

| Rubricas de Investimento | Valor do ano gás 2007-2008 | Variação | | Valor do ano gás 2008-2009 |
|--|----------------------------|-------------------|---------------|----------------------------|
| | | Valor | Peso % | |
| Desenvolvimento da RNTGN | 2 856,80 | -310 | -0,2% | 2 547,21 |
| Expansão da RNTGN | 56 025,00 | 36 342 | 27,4% | 92 367,32 |
| Reforço interno / Remodelações da RNTGN | 6 564,56 | 14 657 | 11,1% | 21 221,70 |
| Ligações a clientes | 75 627,46 | -773 | -0,6% | 74 854,32 |
| Outros | 1 275,00 | -358 | -0,3% | 917,28 |
| Corrente/corpóreo | 0,00 | 3 566 | 2,7% | 3 565,64 |
| Investimento de reposição | 0,00 | 79 431 | 59,9% | 79 431,04 |
| Total | 142 348,82 | 132 555,69 | 100,0% | 274 904,51 |

Da análise deste quadro há a destacar os seguintes aspectos:

Investimentos de reposição

- No ano gás 2008-2009 a REN prevê efectuar investimentos de reposição a partir do ano 2014 até ao final da concessão no montante de 79 431 milhares de euros, quando no ano gás de 2007-2008 não tinha considerado este tipo de investimento.

Expansão na RNTGN

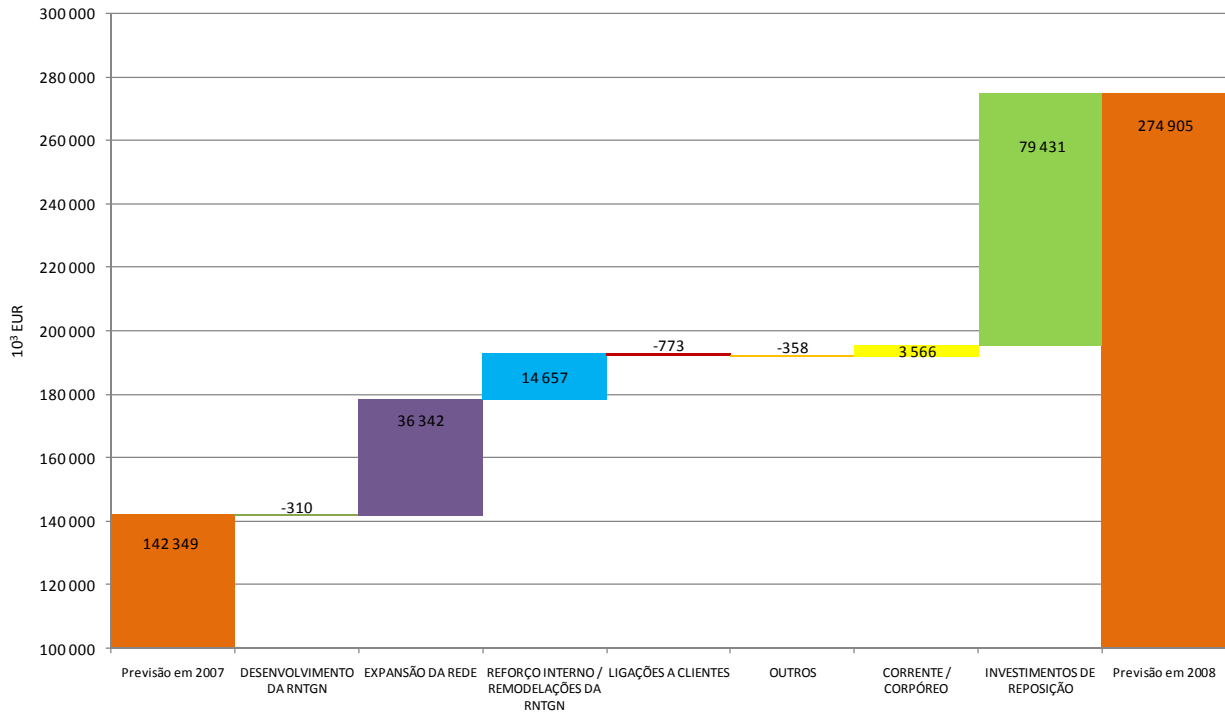
- O investimento previsto para uma estação de compressão cresceu nas previsões do ano gás de 2008-2009 face ao ano gás de 2007-2008 em cerca de 29% (6 154 milhares de euros);
- A previsão do valor do investimento no gasoduto de Mangualde sofreu um acréscimo de 86% (30 213 milhares de euros) no ano gás de 2008-2009 em comparação com o ano gás de 2007-2008;

Reforço interno/Remodelações da RNTGN

- No ano gás de 2008-2009 foi considerada a adaptação da estação 2500 para a passagem de gás natural em duplo sentido (caudal+medição) no valor de 4 041 milhares de euros;
- No ano gás de 2008-2009 foi considerada pela primeira vez a inserção de estações de derivação ou junção no montante de 8 661 milhares de euros;
- No ano gás de 2008-2009 foi considerada pela primeira vez a mudança do fluxo de gás e medição CTS 6000 no montante de 500 milhares de euros

A Figura 3-43 mostra a decomposição do acréscimo de investimento, por naturezas de custos, previsto para o ano 2008-2009.

Figura 3-43 - Decomposição do acréscimo de investimento por naturezas de custos



Esta alteração de estratégia é justificada pela empresa com um melhor conhecimento da evolução do mercado e do advento do MIBGAS.

As alterações, já anteriormente referidas, ao nível das quantidades e da taxa de inflação utilizada, tiveram um impacte global de 0,38% relativamente ao cenário base, calculado com os valores apresentados pela empresa, O Quadro 3-55 evidência o impacte das alterações introduzidas pela ERSE no total dos proveitos permitidos de cada uma das actividades da REN Gasodutos no ano gás 2008-2009.

Quadro 3-55 – Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da REN Gasodutos

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário base | Alterações ERSE | | Ano gás 2 2º sem 2008- 1º sem 2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|--|----------------|----------------------------|---------------------|--|---------------------------------------|-----------|
| | | Quantidades gás natural | Taxa de inflação | | Valor | % |
| Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema | 13 726 | 0 | 141 | 13 867 | 141 | 1% |
| Actividade de Transporte de gás natural | 92 313 | 7 | 255 | 92 575 | 262 | 0% |
| Actividade de Acesso à RNTGN | 106 039 | 7 | 396 | 106 442 | 403 | 0% |

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

3.5.1 REN ARMAZENAGEM, S.A.

3.5.1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO DA ACTIVIDADE

O Decreto-Lei n.º 30/2006, 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, 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 ao ano gás em curso (2.º semestre de 2007 a 1.º semestre de 2008) e ao ano gás 2008-2009 (2.º semestre de 2008 a 1.º semestre de 2009) está de acordo com o solicitado e inclui:

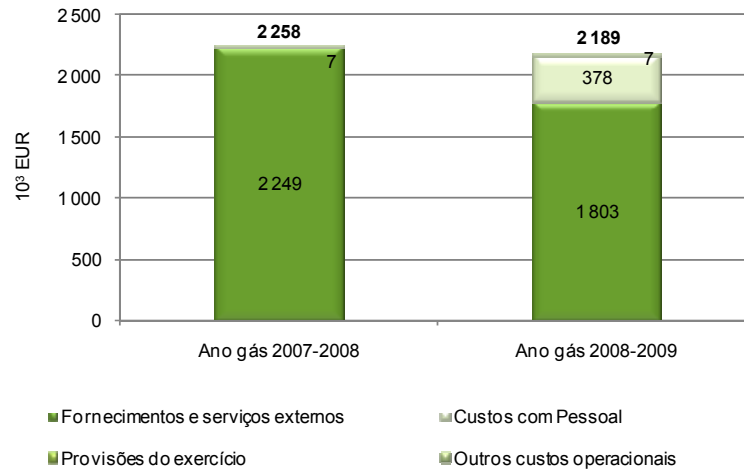
- Balanço de gás
- Balanço da actividade.
- Demonstração do exercício.
- Investimentos e participações.
- Informação económica, nomeadamente, valores de custos, proveitos e imobilizados líquidos em exploração.

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 desfasamento. Uma regulação que assume estas características pressupõe que, tanto os custos como os investimentos propostos pela empresa sejam devidamente justificados. Deste modo, a ERSE salienta a melhoria evidenciada no envio da informação por parte da REN Armazenagem contribuindo para uma regulação económica mais transparente, tendo como princípio o benefício dos consumidores de gás natural.

3.5.1.3 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO E BASE DE ACTIVOS

3.5.1.3.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

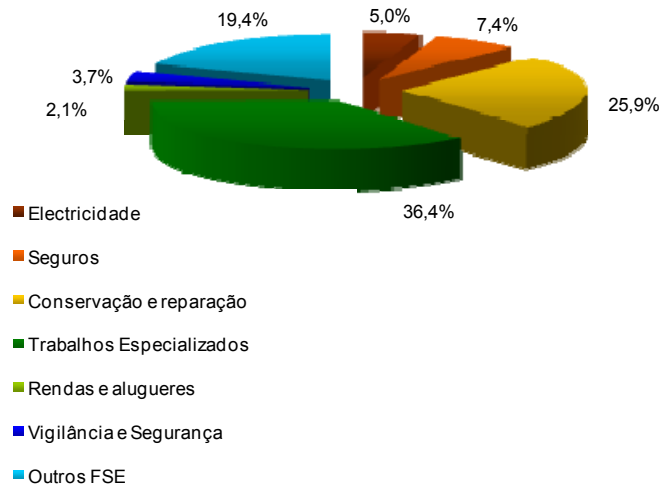
A Figura 3-44 apresenta a decomposição dos custos de exploração para o 2.º ano gás (2008-2009) por comparação com os custos do 1.º ano gás (2007-2008).

Figura 3-44 - Decomposição dos custos de exploração

No 1.º ano gás, os valores de custos de exploração enviados pela empresa correspondiam à melhor estimativa de custos a incorrer pela empresa, à data de envio. As estimativas enviadas pela empresa para o 2.º ano gás já decorrem de um conhecimento mais aprofundado dos custos a incorrer pela empresa, uma vez que se encontrava já decorrido um semestre do 1.º ano gás, permitindo um melhor conhecimento dos valores, à data das projecções.

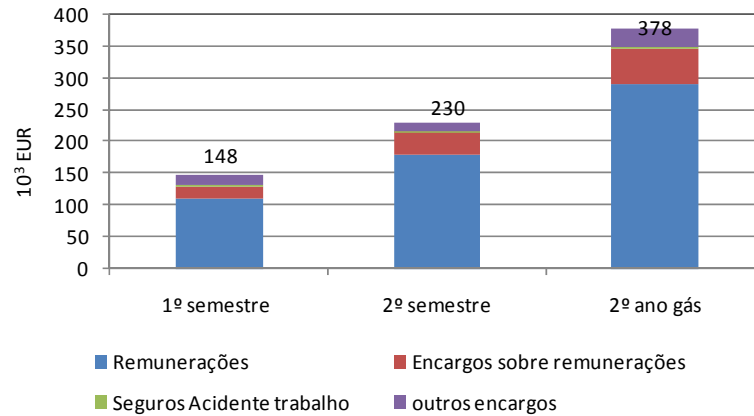
Pela análise da figura, conclui-se que a rubrica fornecimentos e serviços externos (FSE) mantém-se como a rubrica que representa a quase totalidade dos custos de exploração previstos pela REN Armazenagem. Adicionalmente, encontram-se previstos para o 2.º ano gás um montante de 7 milhões de euros relativos a custos associados ao IMI – Imposto Municipal sobre Imóveis, incluído em outros custos operacionais, e 378 mil euros de custos com pessoal.

Na Figura 3-45 é apresentada a decomposição da rubrica de fornecimentos e serviços externos no 2.º ano gás. A figura decompõe a rubrica de fornecimentos e serviços externos pelas diversas parcelas que apresentam um peso igual ou superior a 2% do total da rubrica. As restantes parcelas que apresentam um peso inferior ao indicado são incluídas na parcela de “outros FSE”.

Figura 3-45 - Decomposição da rubrica fornecimentos e serviços externos, no 2.º ano gás

A componente referente a trabalhos especializados é a rubrica com um maior peso no total dos FSE representando cerca de 36% do total dos FSE no 2.º ano gás. Nesta rubrica encontram-se contabilizados encargos contratuais com consultores especializados, encargos com contratação de pessoal ao exterior para operação e outros encargos relacionados com trabalhos especializados. A componente referente a conservação e reparação, apresentando um peso de cerca de 26% do total dos FSE, contabiliza os custos com o volume injectado e extraído e com contratos de manutenção em vigor. As restantes parcelas, com pesos inferiores a 2% do total dos fornecimentos e serviços externos apresentam, igualmente, um peso importante de cerca de 19% do total da rubrica para o 2.º ano gás.

No 1.º ano gás, a empresa não apresentava custos com pessoal uma vez que estava a operar recorrendo a pessoal da REN Gasodutos, contabilizando o custo como um FSE. No 2.º ano gás, a REN Armazenagem já desenvolve a sua actividade com pessoal próprio. A Figura 3-46 apresenta o valor de custos com pessoal para o 2.º ano gás desagregados por natureza.

Figura 3-46 - Custos com pessoal, no 2º ano gás

A empresa prevê para o 2.º ano gás a colaboração de mais um trabalhador face ao ano gás em curso, sendo que o referido colaborador encontrava-se afecto à REN Gasodutos. O número de colaboradores da REN Armazenagem para o ano gás em curso é de 5 colaboradores.

3.5.1.3.2 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 activos⁶ 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.
- Estação de gás⁷.
- Instalações de lixiviação.

CAVERNAS

As cavernas TGC-3 e TGC-5, propriedade da REN Armazenagem, encontram-se em exploração desde o ano de 2005.

⁶ Activos, direitos e obrigações.

⁷ Por estação de gás entende-se todos os activos da REN Armazenagem, com exclusão das cavernas e da estação de lixiviação.

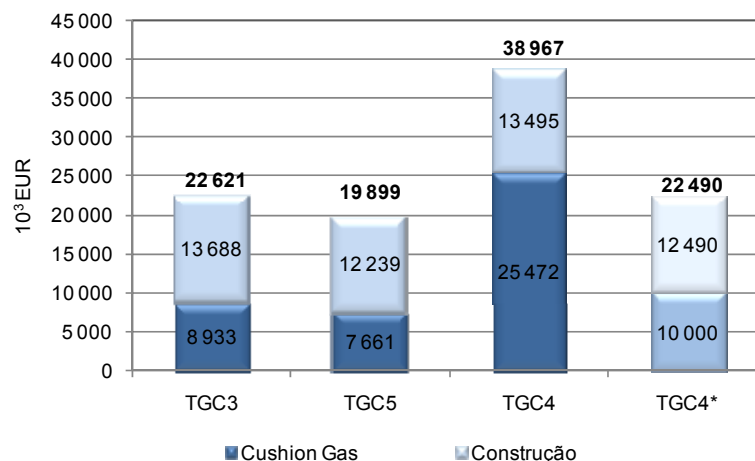
No 1.º ano gás, a REN Armazenagem previa no seu plano de investimentos que a caverna TGC-4 entrasse em exploração no 1.º semestre de 2008, ou seja, ainda no decurso do 1.º ano gás. Contudo, a REN Armazenagem suportada com estudos técnicos, nomeadamente, estudos que permitiram avaliar as características geológicas do furo, decidiu prosseguir com um aumento da capacidade de armazenamento a caverna, implicando o aumento do prazo de construção e o acréscimo de investimentos (incluindo o valor de *cushion gas*) face ao valor enviado e aceite para cálculo do nível dos proveitos permitidos para o 1.º ano gás. Deste modo, a entrada em exploração está prevista para o 1.º semestre de 2009 e a capacidade de armazenamento desta cavidade foi ampliada em cerca de 25% face ao valor inicialmente previsto, de acordo com a informação fornecida pela empresa.

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.

A Figura 3-47 apresenta o valor do imobilizado referente a cada caverna, propriedade da REN Armazenagem, diferenciando o valor relativo à construção das mesmas e o valor referente ao *cushion gas* de cada caverna. Na figura é apresentado igualmente o valor previsto para a TGC4, considerado na determinação do nível de proveitos para o 1.º ano gás, em que o valor apresentado não contemplava ainda a possibilidade do aumento da capacidade de expansão.

Figura 3-47 - Valor do imobilizado bruto relativo a cavernas, no final do ano gás 2008-2009



Nota: TGC4* representa o valor previsto para esta cavidade no 1.º ano gás

ESTAÇÃO DE LIXIVIAÇÃO

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

A estação de lixiviação é, segundo o Acordo Relativo à Utilização das Instalações de Superfície sitas no Carriço, 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%

A percentagem da estação de lixiviação afecta à TGC-4 apenas é considerada na base de activos regulados da REN Armazenagem na data prevista para a sua entrada em exploração, ou seja, no 1.º semestre de 2009.

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.

3.5.1.4 PROVEITOS DA REN ARMAZENAGEM

A expressão constante no artigo 61.º do Regulamento Tarifário define o valor de proveitos permitidos ao operador de armazenamento subterrâneo. No Quadro 3-56 são apresentadas as variáveis e os parâmetros utilizados para o cálculo do nível dos proveitos permitidos da REN Armazenagem, para o 2.º ano gás. Por forma a facilitar a comparação com o 1.º ano gás, é igualmente apresentada as variáveis e os parâmetros utilizados para a determinação dos nível dos proveitos permitidos da REN Armazenagem nesse ano.

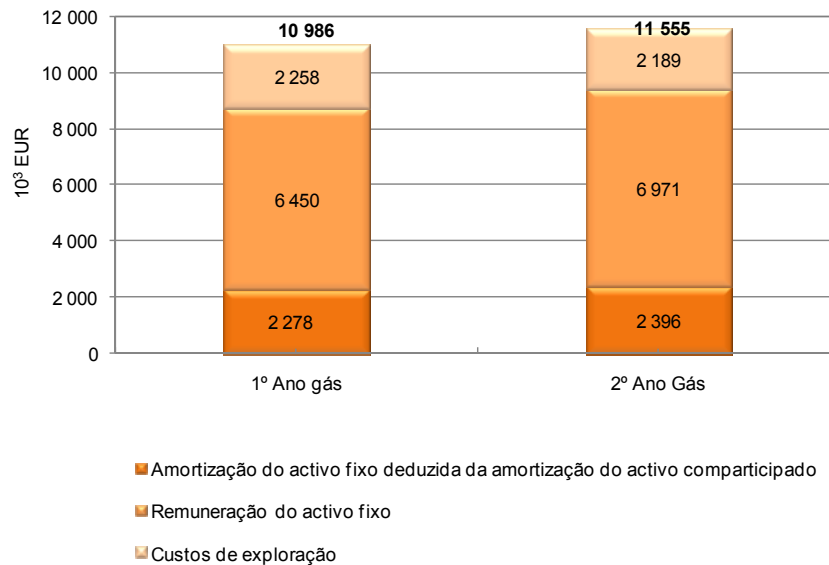
Quadro 3-56 - Variáveis e parâmetros para a definição de proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, da REN Armazenagem

| | | Unidade: 10 ³ EUR | | |
|-----------------------------|--|--|--|-----------------------|
| | | Proveitos permitidos no ano gás 2007-2008 | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Variação em % |
| | | (1) | (2) | (3) = (2) - (1) / (1) |
| $\bar{z}_{m,AS,t}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 2 278 | 2 396 | 5,2% |
| $\bar{z}_{ct,AS,t}$ | Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás t | 80 619 | 87 132 | 8,1% |
| $r_{AS,t}$ | Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação t , em percentagem | 8,0% | 8,0% | 0 p.p. |
| $\bar{c}_{E,AS,t}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 2 258 | 2 189 | -3,1% |
| $\bar{z}_{AS,t}$ | Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, previstos para o ano gás t | 0 | 0 | - |
| $Amb_{AS,t-2}$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, aceites pela ERSE | 0 | 0 | - |
| $ACT_{AS,t-2}$ | Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás $t-2$ | 0 | 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 | 0 | - |
| $\Delta_{D,GAS}_{TACT,t-2}$ | 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 | 0 | - |
| $R_{REN}^{ARMAZENAGEM}$ | Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t $\bar{z}_{m,AS,t} + \bar{z}_{ct,AS,t} \times \frac{r_{AS,t}}{100} + \bar{c}_{E,AS,t} - \bar{z}_{AS,t} + Amb_{AS,t-2} - ACT_{AS,t-2} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) - \Delta_{D,GAS}_{TACT,t-2}$ | 10 986 | 11 555 | 5,2% |

O valor de proveitos permitidos da REN Armazenagem, para o 2.º ano gás, é de 11 555 milhares de euros, representado um crescimento de 5,2% entre o valor dos proveitos permitidos do 1.º ano gás e o valor dos proveitos permitidos do 2.º ano gás.

Para a evolução atrás descrita contribuiu essencialmente o crescimento estimado para a base de activos em cerca de 8%, uma vez que a remuneração do activo fixo representa cerca de 60% do total dos proveitos permitidos da empresa no 2.º ano gás, tal como se pode analisar na Figura 3-48.

A Figura 3-48 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos entre custos com capital, ou seja, a remuneração da base de activos não financeiros afectos a esta actividade líquido de amortizações e participações ao investimento, as amortizações do exercício deduzidas das amortizações das participações ao investimento e os custos de exploração afectos à actividade.

Figura 3-48 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem

A decomposição do nível de proveitos permitidos da REN Armazenagem mantém-se praticamente inalterada entre os valores para o 1.º ano gás e para o 2.º ano gás.

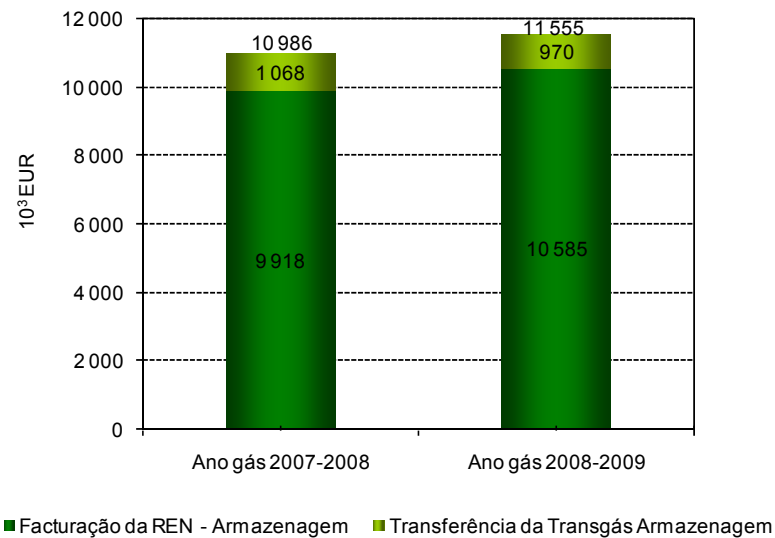
Tal como referido anteriormente, a remuneração do activo fixo é a componente com maior peso no total dos proveitos da empresa. Ao se considerar outros custos do exercício relacionados com a base de activos a remunerar, ou seja, a amortização do activo fixo líquido das amortizações do imobilizado participado, as duas rubricas em conjunto são responsáveis por cerca de 81% do valor total dos proveitos permitidos do 2.º ano gás.

A rubrica de custos de exploração, ou seja, os restantes custos operacionais deduzidos dos trabalhos para a própria empresa, representam cerca de 21% e 19% do valor total de proveitos permitidos do 1.º ano gás e do 2.º ano gás, respectivamente.

Tal como referido anteriormente na análise da estação de gás, a REN Armazenagem será ressarcida pela Transgás Armazenagem pelo uso da estação de gás por parte dos clientes desta.

Na Figura 3-49 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.

Figura 3-49 - 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 92% do total de proveitos permitidos da empresa.

3.5.2 TRANSGÁS ARMAZENAGEM, S.A.

3.5.2.1 ACTIVIDADE DESENVOLVIDA PELA TRANSGÁS ARMAZENAGEM, S.A.

A Transgás Armazenagem, S.A., empresa do grupo Galp Energia, tal como a REN Armazenagem, S.A. desempenha a actividade de armazenamento subterrâneo.

Para além de desempenharem actividades semelhantes, existe uma forte ligação técnica entre a Transgás Armazenagem e a REN Armazenagem 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, S.A.. 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, poderá em certos casos se referir à Transgás Armazenagem e, noutros, à Transgás.

O acordo relativo à utilização das instalações de superfícies sitas no Carriço prevê a utilização comum dos activos entre a Transgás e a REN Armazenagem. 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 m³), que entrou em exploração no 1.º semestre de 2007, tendo começado a construção de uma segunda caverna, a TGC 2, cuja capacidade estimada é de 250 000 m³ e que deverá ser concluída até 2010. Até 2014, dever-se-á concluir a construção de duas cavernas adicionais, TGC-G1 e TGC-G2. 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, 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 gás natural 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 gás natural que a Transgás, enquanto comercializador, solicite, mesmo, relativamente às cavernas propriedade da Transgás Armazenagem. Registe-se que a base de activos de cada empresa apenas inclui a parte da estação de lixiviação imputada à caverna na proporção do seu volume geométrico. As cavernas em fase de construção não são remuneradas, logo a proporção da estação de lixiviação que lhe seja imputada também não é remunerada.

O Quadro 3-57 ilustra o referido ao desagregar o valor das cavernas da Transgás Armazenagem, evidenciando, em nota, que parte do valor em construção diz respeito à Estação de Lixiviação no valor de 2.530 milhares de euros, facturada pela REN relativa a esta cavidade

**Quadro 3-57 - Desagregação por rubrica dos investimentos nas cavernas da Transgás
Armazenagem**

Unidade: 10³ EUR

| ACTIVIDADES | TGC 1-S |
|----------------|---------------|
| Construção (*) | 15 775 |
| Cushion Gas | 5 472 |
| Total | 21 247 |

Nota: O valor apresentado no TGC-1S, inclui a fracção da Estação de Lixiviação no valor de 2.529.572,81€, facturada pela REN relativa a esta cavidade

Fonte: Transgás Armazenagem

INFORMAÇÃO RECEBIDA

A informação económica e financeira recebida foi enviada em diversos momentos e após várias solicitações da ERSE. A última informação financeira enviada foi recebida a 14/3/08 e o último esclarecimento a questões levantadas pela ERSE foi realizado a 4/4/08.

Relativamente à informação recebida no ano gás anterior, já de si com várias lacunas, a informação recebida para o ano gás 2008-2009 sofreu, em certos aspectos, um empobrecimento. Assim, para além da informação financeira ter sido enviada inicialmente num formato de difícil interpretação, a informação não seguiu acompanhada de qualquer justificação referente à evolução dos custos, nem tão pouco dos pressupostos macro-económicos que lhe estão subjacentes. As justificações para a evolução dos custos foram facultadas *a posteriori*, após a solicitação de esclarecimentos por parte da ERSE. A postura da empresa e qualidade da informação prestada à ERSE deve ser melhorada nos exercícios de regulação seguintes.

Relativamente ao anterior, mantém-se o facto de muitos movimentos contabilísticos não serem apresentados, nomeadamente os que dizem respeito a contas do Estado e Outros Entes Públicos, para além de algumas rubricas de custos terem sido mal contabilizadas, nomeadamente as relativas aos subsídios.

CUSTOS PREVISTOS

Os custos previstos pela Transgás Armazenagem para o ano gás 2008-2009 têm em conta os seguintes pressupostos:

- A base de activos regulados é remunerada à taxa de 8%.
- 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 custos com FSE incorporam as compensações entre operadores de armazenamento.
- Os custos com FSE incorporam também serviços de manutenção a prestar pela REN – Armazenagem.
- As taxas de inflação previstas para 2008 e para 2009, baseadas no IPC, são 2,3% e 2,2%, respectivamente

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.

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 extracção de gás natural. A injeção e a extracção de gás natural são realizadas com recurso às instalações de injeção e extracção de gás, propriedade da REN Armazenagem. Os custos com injeção e extracção 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 extracção de gás.

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. 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. 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.

Contudo, esta não foi a interpretação da Transgás Armazenagem que integrou nas suas previsões de custos com FSE, os valores respeitantes à facturação da Transgás Armazenagem a transferir para a REN Armazenagem, reconhecendo-os como Compensação entre Operadores de Armazenamento. Deste modo, o montante de proveitos permitidos da Transgás Armazenagem é incorrectamente aumentado. Sublinhe-se que a consideração destes custos nos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem, que já estão incorporados nos proveitos permitidos da REN Armazenagem, levaria ao

seu pagamento por duas vezes pelos consumidores. O Quadro 3-58 apresenta os custos com FSE previstos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 3-58 - Custos com FSE previstos

Unidade: 10³ EUR

| | |
|---|-------|
| FSE dentro do Grupo | 127 |
| FSE fora do Grupo | 1 153 |
| Compensação entre operadores de armazenamento | 1 068 |
| Subcontratos fora do grupo | 60 |
| Outros | 25 |

O Quadro 3-59 mostra que, independentemente da Compensação entre Operadores de Armazenamento ser considerada nos custos com FSE, as previsões destes custos para o ano gás 2008-2009 aumentam significativamente face ao considerado nas tarifas 2007-2008.

Quadro 3-59 - Evolução dos custos com FSE sem compensação entre operadores de armazenamento

Unidade: 10³ EUR

| FSE previsto empresa Ano gás 2007-2008 (1) | FSE previsto empresa sem compensação Ano gás 2008-2009 (2) | FSE previsto empresa sem compensação nem subcontratos fora do grupo Ano gás 2008-2010 (3) | $((3)-(1))/(1)$ % | $((2)-(1))/(1)$ % |
|--|---|---|----------------------|----------------------|
| 107 | 212 | 152 | 41,6% | 97,7% |

A Transgás Armazenagem justifica parte destes aumentos pela estimativa dos serviços de manutenção a prestar por empresas fora do grupo, num montante de 60 mil euros. O incremento remanescente dever-se-á ao facto da empresa se encontrar ainda em estabelecimento.

Tendo em conta a juventude da empresa e a pouca informação ainda disponível, aceitam-se as previsões de custos com FSE, deduzidos da compensação entre operadores de armazenamento, apesar do forte incremento verificado.

O Quadro 3-60 apresenta os valores para os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009 tendo em conta as previsões da Transgás Armazenagem, comparando-os com os valores implícitos nas tarifas para o ano gás 2007-2008.

Quadro 3-60 - Comparação cenários proveitos permitidos ano gás 2008-2009 e proveitos permitidos ano gás 2007-2008

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário base | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | Ano gás 2007-2008 | Evolução | |
|--|----------------|-------------------|------------------------------------|-------------|-------------------|------------|--------------|
| | | | Valor | % | | Valor | % |
| Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activ | 354 | 354 | 0 | 0 | 349 | 5 | 1,6% |
| Remuneração do activo fixo afecto a esta actividade | 1 377,5 | 1 377,5 | | | 1 384,3 | -7 | -0,5% |
| Custos com capital | 1 731,6 | 1 731,6 | 0 | 0 | 1 731,6 | 0 | 0,0% |
| FSE | 1 280 | 213 | -1066 | -83% | 107 | 106 | 99,2% |
| Pessoal | 143 | 144 | 0 | 0 | 123 | 21 | 17,1% |
| Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 1 423 | 357 | -1066 | -75% | 230 | 127 | 55,3% |
| Total | 3 154 | 2 088 | -1066 | -34% | 1 961 | 127 | 6,5% |

Observa-se que os valores propostos pela Transgás Armazenagem conduziriam a um acréscimo dos proveitos permitidos face ao valor considerado para o ano gás 2008-2009 de 34%, sendo esta diferença resultante do crescimento dos custos de exploração e da consideração da compensação entre operadores de armazenamento. Por outro lado, face ao ano gás 2007-2008 verifica-se um aumento dos proveitos permitidos em grande parte decorrente do acréscimo nos custos com FSE. Contudo, é de salientar que os custos com o pessoal aumentarem cerca de 17%, apesar do quadro de pessoal se manter.

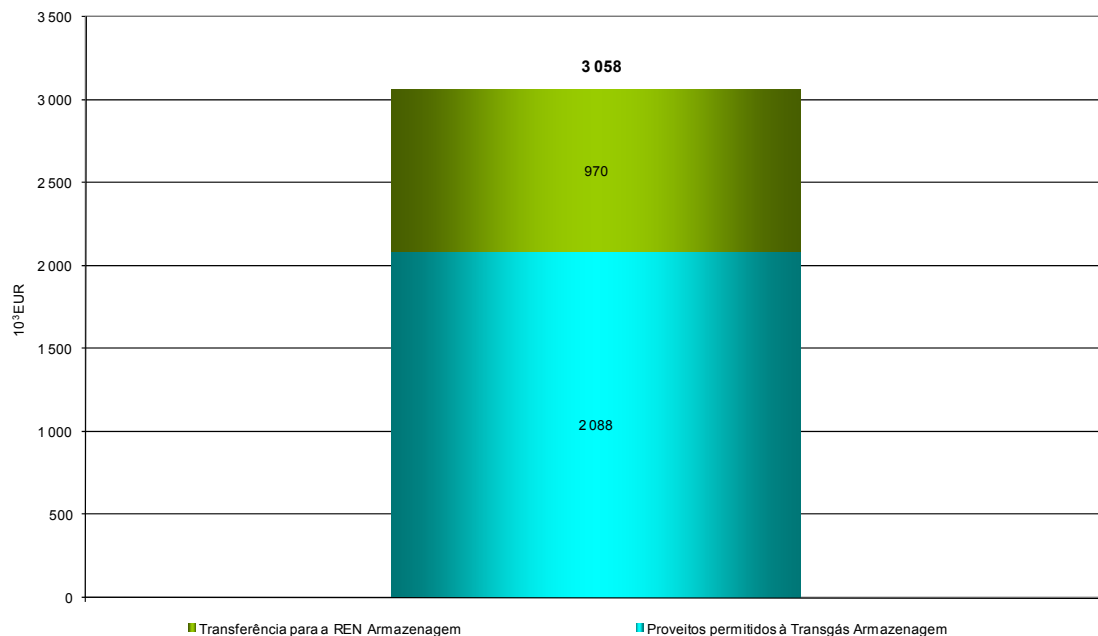
O Quadro 3-61 apresenta os valores dos proveitos permitidos à Transgás Armazenagem, evidenciando as alterações efectuadas face aos valores propostos pela empresa. Para além da, já referida, não aceitação dos custos com compensação entre operadores há ainda que se assinalar a utilização do deflator do PIB como referencial para a evolução dos preços. Deste modo, os proveitos permitidos têm implícita uma evolução do deflator do PIB de 2,7% e 2,6% para 2008 e 2009, respectivamente. O impacte da reconsideração das taxa de inflação é diminuto.

Quadro 3-61 - Proveitos permitidos ano gás 2008-2009 e decomposição das alterações

| | Cenário base | Alterações da ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|--|---|---|------------------|-------------------|------------------------------------|--------|
| | | Não consideração da compensação entre operadores de armazenamento | Taxa de inflação | | Valor | % |
| | | | | | | |
| $\bar{A}_{AS,t}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo compartilhado, previsto para o ano gás t | 354 | 0 | 0 | 354 | 0 |
| $\bar{A}_{AS,t}$ | Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás t | 17 219 | 0 | 0 | 17 219 | - |
| $r_{AS,t}$ | Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação t, em percentagem | 8,0 | - | - | 8,0 | - |
| $\bar{A}_{AS,t} \times \frac{r_{AS,t}}{100}$ | Remuneração do activo fixo afecto a esta actividade | 1 377,5 | 0 | 0 | 1 377,5 | - |
| $\bar{C}_{AS,t}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 1 423 | -1 068 | 2 | 357 | -1068 |
| $\bar{A}_{AS,t}$ | Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, previstos para o ano gás t | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $\bar{A}_{AS,t-2}$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, aceites pela ERSE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $ACT_{AS,t-2}$ | Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás t-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $\bar{R}_{AS,t}$ | Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t | 3 154 | -1 068 | 2 | 2 088 | -1 068 |
| | $\bar{A}_{AS,t} + \bar{A}_{AS,t} \times \frac{r_{AS,t}}{100} + \bar{C}_{AS,t} - \bar{A}_{AS,t} + \bar{A}_{AS,t-2} - ACT_{AS,t-2} \times \left(1 + \frac{r_{AS,t}}{100}\right) - \bar{A}_{AS,t-2}$ | | | | | 34% |

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 3-50 decompõe os montantes previstos facturar pela Transgás Armazenagem, 3 058 milhares de euros, nos proveitos permitidos à Transgás Armazenagem, 2 088 milhares de euros, e nos montantes a transferir à REN Armazenagem, 970 milhares de euros.

Figura 3-50 - Decomposição dos montantes previstos facturar pela Transgás Armazenagem



A Figura 3-51 e a Figura 3-52 apresentam a repartição dos proveitos por rubrica.

Figura 3-51 - Repartição dos proveitos por rubricas

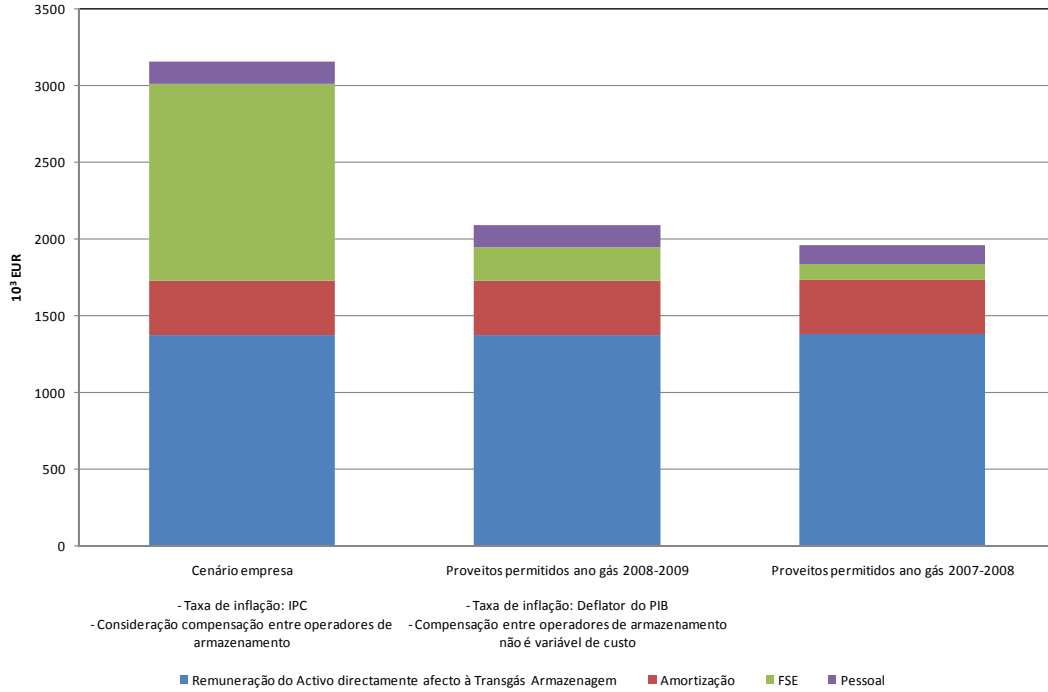
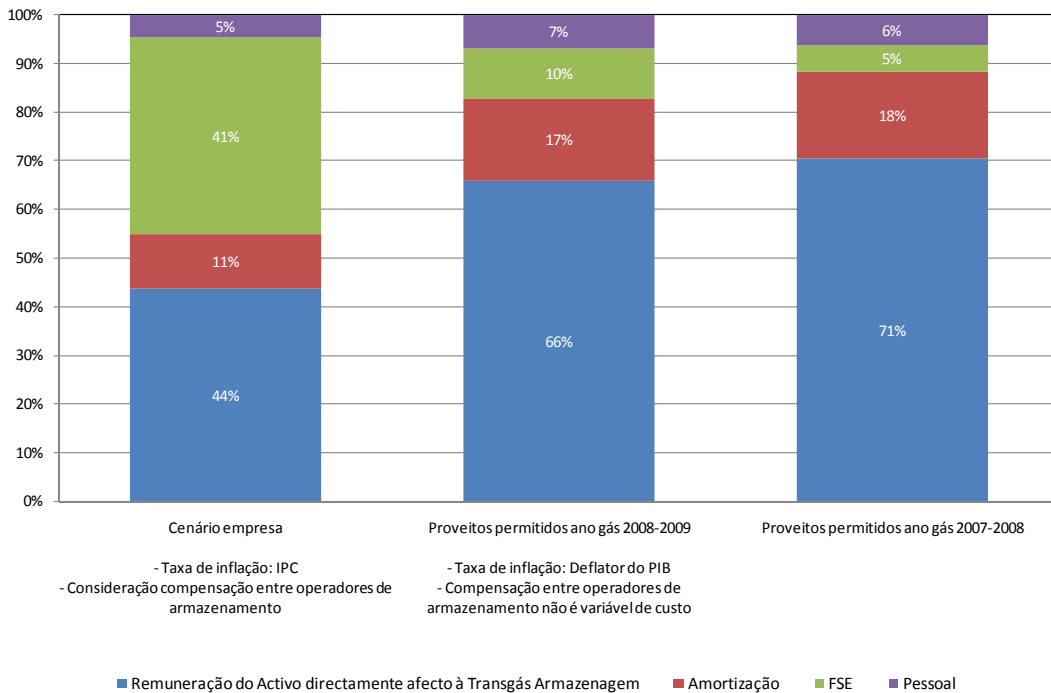


Figura 3-52 – Estrutura dos proveitos permitidos da Transgás Armazenagem

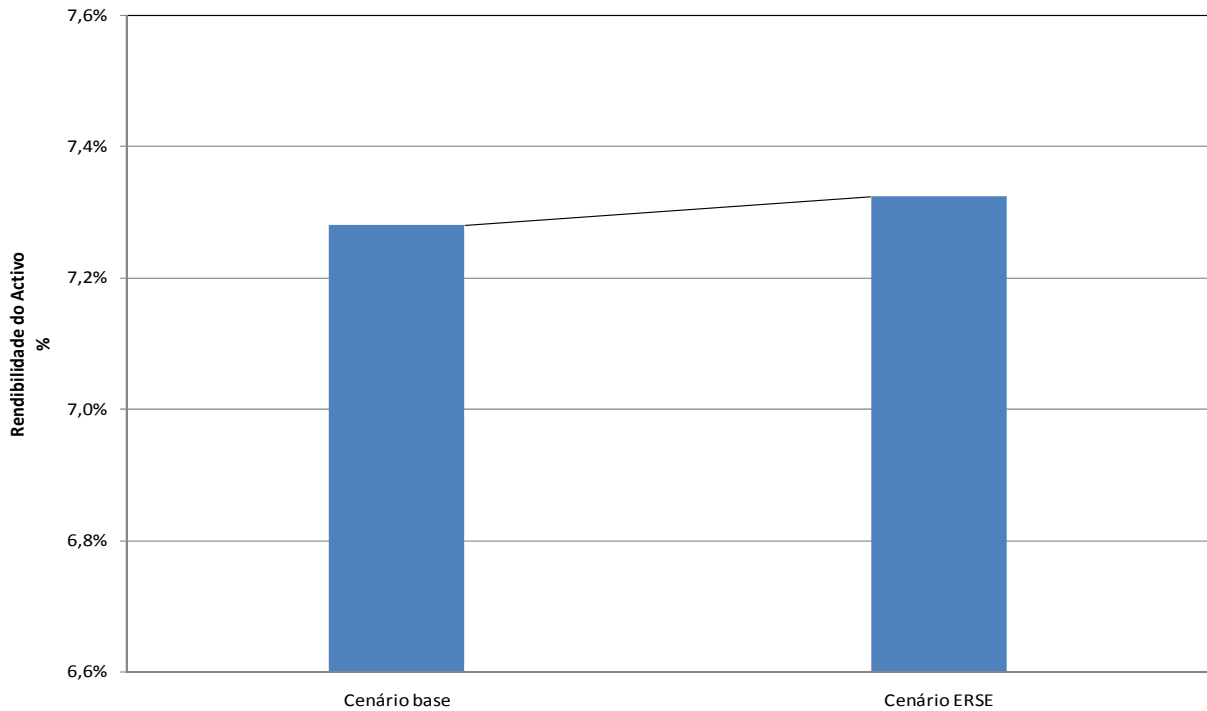


Para além da grande diminuição dos custos, observa-se que no cenário baseado nas previsões da Transgás Armazenagem o peso dos custos de exploração, cerca de 46%, está próximo do dos custos com capital (remuneração do activo e amortização), de 54%, o que choca com a natureza da actividade, de capital intensivo.

A Figura 3-52 evidencia igualmente o aumento do peso dos custos de exploração nos proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, de 17%, face ao implícito nas tarifas de 2007-2008, de apenas 11%.

Por forma a melhor se entender a importância das decisões da ERSE no equilíbrio económico-financeiro da Transgás Armazenagem, a Figura 3-53 apresenta a evolução da rendibilidade do activo líquido deduzido de imobilizado participado⁸, tendo em conta os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, face ao implícito nas previsões da empresa. Observa-se que nos dois cenários a rendibilidade do activo implícita é muito semelhante, cerca de 7,3%. Assim, o maior valor dos custos de exploração subjacente às previsões da Transgás Armazenagem, face aos valores propostos para as tarifas 2008-2009, é compensado pelo maior valor nos proveitos das previsões da Transgás Armazenagem, aos valores propostos para as tarifas 2008-2009.

⁸ A rendibilidade do activo líquido resulta do rácio do resultado operacional e do imobilizado líquido. A rendibilidade do capital próprio resulta do rácio entre o resultado operacional e o capital próprio.

Figura 3-53 - Rendibilidade da Transgás Armazenagem, SA

3.6 ACTIVIDADE DESENVOLVIDA PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO E DOS OPERADORES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

3.6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, concretizando no plano normativo a linha estratégica da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, define para o sector do gás natural um quadro legislativo coerente e articulado com a legislação comunitária e os principais objectivos estratégicos aprovados na referida Resolução. Neste quadro, são estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, transpondo-se desta forma, os princípios da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, tendo por finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, estabelece os regimes jurídicos aplicáveis às actividades reguladas de recepção, armazenamento, e regaseificação de GNL em terminais oceânicos, de armazenamento subterrâneo, transporte e distribuição de gás natural, incluindo as respectivas bases de concessões, bem como os regimes jurídicos de comercialização de gás natural, incluindo a de último recurso. Neste decreto-lei procede-se, à definição do tipo de procedimentos aplicáveis à atribuição das

concessões e licenças, das regras relativas à gestão técnica global do SNGN, e ao planeamento da rede nacional de transporte, infra-estruturas de armazenamento, e terminais de GNL a cargo da entidade concessionária da Rede nacional de transporte de gás natural.

3.6.2 INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação a enviar à ERSE, pelas empresas reguladas das actividades de Acesso à RNTGN e à RNDGN e de Comercialização de gás natural relativa às actividades reguladas por elas desenvolvidas, é composta pelas Normas Complementares números 5, 8 e 11, elaboradas pela ERSE de acordo com o previsto no Regulamento Tarifário, bem como pelos relatórios discriminativos das chaves de repartição das despesas comuns, dos investimentos e dos valores estimados e previsionais utilizados.

De modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 140/2006, em meados de 2007 as quatro maiores empresas (Lisboagás, Lusitaniagás, Setgás e Portgás) procederam à separação jurídica da actividade de Comercialização de Último Recurso. Este facto associado ao curto período que decorreu para que as empresas se organizassem a nível contabilístico e informático, originou que as empresas pertencentes ao Grupo Galp e à Portgás formulassem um pedido à ERSE de alargamento do prazo de apresentação das Normas Complementares, de 15 de Dezembro de 2007 para 20 de Janeiro de 2008, ao que a ERSE anuiu.

A ERSE contando com o acordo e envolvimento das empresas reguladas e com a colaboração externa da Microsoft, desenvolveu um projecto informático de recolha da informação para efeitos de regulação, que tem como objectivos principais a preservação da segurança da transmissão e a redução do envolvimento humano, com o que isto tem de útil para ambas as partes. O volume de informação a transmitir e a falta de experiência das entidades envolvidas colocou alguns problemas de ordem técnica que provocaram atrasos na recepção das Normas Complementares, com prejuízo do projecto. As últimas informações para o cálculo dos proveitos permitidos foram recebidas na ERSE no início de Abril do corrente ano.

De acordo com o disposto no Regulamento Tarifário a ERSE não recebeu a seguinte informação:

1. Os valores do último ano gás real, constituindo informação indisponível nas empresas, face à inexistência de separação contabilística anterior.
2. Os valores do ano gás em curso, com excepção da Dourogás, tendo as empresas alegado não ter os dados para a totalidade do período.
3. Os balanços por actividade/função, com excepção da Dourogás, embora tenham apresentado as demonstrações de resultados devidamente desagregadas.
4. Os saldos iniciais das diferentes contas do balanço do ano gás 2008-2009, com excepção da Dourogás.

5. Os relatórios explicativos das chaves de repartição das despesas comuns, dos investimentos e dos valores estimados e previsionais utilizados, com excepção da Dourogás e da Portgás. Relativamente às empresas do Grupo Galp recebemos somente uma listagem das designações de cada investimento, por empresa e uma explicação muito sucinta e genérica do crescimento dos custos operacionais no ano gás 2008-2009, apenas com algum desenvolvimento no caso da Lisboagás.
6. As Normas Complementares de investimento não apresentam a desagregação pedida. A Paxgás nem sequer enviou esta Norma, embora a sua fase de arranque em que se encontra o justificasse;

A análise da informação fornecida, suscitou dúvidas de vária ordem, seja pelo não preenchimento dos quadros previstos nas Normas, seja pela alteração dos formatos e do seu conteúdo, seja ainda pelas discrepâncias detectadas no cruzamento dos dados entre quadros, o que obrigou a ERSE a solicitar esclarecimentos adicionais, tendo em alguns casos sido solicitado a imediata correcção dos quadros ou o envio dos quadros em falta, de modo a clarificar os valores da informação enviada, indispensável ao cálculo dos proveitos permitidos do normal desempenho da regulação económica.

Salienta-se, no entanto a grande colaboração demonstrada por todas as empresas no esclarecimento de todas as dúvidas que foram surgindo e no envio da informação à medida que esta ia ficando concluída.

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

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que os proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição, sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema;
- Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte destinam-se à transferência de custos para os comercializadores de último recurso, sendo, em última instância, suportados pelos clientes abastecidos pelos vários comercializadores, ou directamente pelos clientes elegíveis.

No cálculo dos proveitos permitidos para actividade de Distribuição de gás natural, 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, calculado até final do período da concessão, pelas quantidades de gás natural previstas que se considera que irão ser distribuídas.

O referido custo com capital unitário, calculado para o início do ano gás, resulta do quociente entre os valores actualizados da soma das remunerações da base de activos remuneráveis com as amortizações anuais, e as quantidades anuais de gás que se prevê distribuir pelo operador. 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 2008).

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 subsídios/comparticipações 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 e 30 de Junho do ano seguinte.

3.6.3.1 CUSTOS COM CAPITAL COM E SEM ALISAMENTO

Na forma de regulação prevista no Regulamento Tarifário considera-se a totalidade dos investimentos afectos à concessão, tanto os já efectuados e em exploração, como os que as empresas prevêem vir a efectuar para fazer face a uma procura futura prevista até final da concessão. A desadequação dos consumos actuais aos investimentos existentes justifica que a ERSE considere 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 cada um dos projectos de infra-estruturas de distribuição de gás natural, 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.

Conforme se observa no Quadro 3-62 as tarifas para o ano gás 2008-2009 resultantes dos proveitos permitidos obtidos por aplicação da fórmula de cálculo de alisamento dos custos com capital ao longo dos anos da concessão, conduzem a uma diminuição de proveitos para o ano gás 2008-2009 significativa, -18,6% ao que se incorreria se tivesse sido utilizada a fórmula tradicional de regulação em que se considera a remuneração anual e a amortização para esse ano, ou seja, custo com capital sem alisamento.

Quadro 3-62 - Custos com capital da actividade de Distribuição de gás natural com e sem alisamento

| | | Unidade: 10 ³ EUR | |
|--|---|--|--|
| | | Proveitos permitidos sem alisamento do custo de capital no ano gás 2008-2009 | Proveitos permitidos com alisamento do custo de capital no ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 180 385 | 141 882 |
| $\tilde{C}_{D,t}^E$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 69 498 | 69 498 |
| $\tilde{Z}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 4 268 | 4 268 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | 0 | 0 |
| $\frac{r}{100}$ | 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 |
| $\Delta P_{GZD,t-2}^{GAS}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0 | 0 |
| $\frac{P_{GZD,t}^{GAS}}{P_{GZD,t}^{GAS}}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 245 614 | 207 111 |
| $\frac{P_{GZD,t}^{GAS}}{P_{GZD,t}^{GAS}} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{C}_{D,t}^E - \tilde{Z}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{r}{100}\right)^2 - \Delta P_{GZD,t-2}^{GAS}$ | | | |

3.6.3.2 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pelas empresas, sendo que a ERSE procedeu às seguintes alterações:

- Por imposição legislativa, ao abrigo da Lei n.º 12/2008, conforme referido anteriormente, foram retirados da base de activos regulados o valor dos contadores líquidos de subsídios, bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações);
- Alteração das quantidades de gás natural propostas pelas empresas, aplicando-se a mesma proporção para os 40 anos da concessão;
- Taxas de inflação consideradas pelas empresas, conforme referido nos pressupostos, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009.

3.6.3.3 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), é calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.
- Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de UGS no último ano gás real, e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso global do sistema. Esta parcela não se aplica no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009.

3.6.3.4 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD), é calculado de acordo com o artigo 68.º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.
- Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de URD no último ano gás real, e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso global do sistema. Esta parcela não se aplica no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009.

3.6.4 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que os proveitos permitidos do comercializador, sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural;
- Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN;
- Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos da função de Compra e Venda de gás natural dizem respeito ao ressarcimento dos custos com a aquisição do gás natural, adicionados dos custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamentos e regaseificação de GNL e dos custos com o armazenamento subterrâneo de gás natural.

Os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição. Os proveitos decorrentes da aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes do comercializador de último recurso retalhista (CUR) são posteriormente transferidos para o Operador da Rede de Transporte. Os proveitos decorrentes da aplicação da última tarifa são transferidos para os operadores da rede de distribuição.

Os proveitos de Comercialização de gás natural dizem respeito ao ressarcimento dos custos directamente ligados à comercialização de gás natural. Estes proveitos consideram os custos operacionais relacionados com esta actividade, bem como a aplicação de uma margem de comercialização sobre custos associados à actividade de Comercialização de gás natural, de forma a cobrir o risco financeiro do CUR, decorrente da gestão do fundo de maneo.

A margem de comercialização consiste na aplicação de uma taxa de remuneração ao produto de um período correspondente ao diferencial ponderado entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos da actividade de Comercialização de gás natural de todas as empresas sobre a soma dos:

- custos com aquisição de gás natural;
- custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- custos de utilização do armazenamento subterrâneo;
- custo do Acesso ao Uso Global do Sistema;
- custo do Acesso ao Uso da Rede de Transporte;
- custo do Acesso ao Uso da Rede de Distribuição;
- custos de exploração da função de Comercialização, em condições de gestão eficiente, líquidos dos proveitos afectos a esta função, que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

O diferencial ponderado dos referidos prazos médios das actividades de Comercialização de gás natural constitui o período para o qual existe uma necessidade média de financiamento destas actividades.

A taxa de remuneração adoptada foi a a Euribor a três meses, reportada ao último dia útil de Março, acrescida de um *spread* fixo de 1,5%, de modo a permitir às empresas serem ressarcidas do custo financeiro das necessidades de financiamento do fundo de maneio de exploração.

O valor para esta taxa de remuneração para o ano gás 2008-2009 é de 6,227%

3.6.4.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pelas empresas, sendo que a ERSE procedeu às seguintes alterações:

- a) Como custo unitário de aquisição de gás natural ao comercializador de último recurso grossista o valor de 2,153 cent€/kWh. Este preço inclui para além do custo do gás natural, custos com a utilização de infra-estruturas de acesso do terminal de GNL, das instalações de armazenamento subterrâneo e outros custos de funcionamento daqueles comercializadores.
- b) Taxas de inflação consideradas pelas empresas, as quais foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

3.6.4.2 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

3.6.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos a recuperar por cada comercializador de último recurso retalhista, por aplicação da tarifa de Energia, é calculado de acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Custos do comercializador de último recurso retalhista com a aquisição de gás natural;
- Custos do comercializador de último recurso retalhista com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- Custos do comercializador de último recurso retalhista com a utilização do armazenamento subterrâneo;
- Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso retalhista k, no âmbito dos fornecimentos aos consumidores de BP com consumo inferior ou igual a 10 000 m³(n), no ano gás 2008-2009, por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás 2007-2008, determinado nos termos do artigo 106.º. Este ajustamento não se aplica no ano gás 2008-2009.
- Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, tendo em conta os valores ocorridos no último ano gás real, resultantes da convergência tarifária. Este ajustamento não se aplica no ano gás 2008-2009.
- Ajustamento no ano gás t dos proveitos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, relativos ao último ano gás real, resultantes da convergência tarifária para tarifas aditivas, calculados de acordo com o artigo 121.º. Este ajustamento não se aplica no ano gás 2008-2009.

3.6.4.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

3.6.4.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos a recuperar por cada comercializador de último recurso retalhista, por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição é calculado de acordo com o artigo 78.º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- Proveitos a recuperar do comercializador de último recurso retalhista, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema;
- Proveitos a recuperar do comercializador de último recurso retalhista, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte;

- Proveitos a recuperar do comercializador de último recurso retalhista, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

3.6.4.4 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO

3.6.4.4.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso retalhista, por aplicação das tarifas de Comercialização, é calculado de acordo com o artigo 79.º do Regulamento Tarifário, resultando da soma das seguintes parcelas de custo:

- custos do comercializador de último recurso retalhista com aquisição de gás natural;
- custos do comercializador de último recurso retalhista com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- custos do comercializador de último recurso retalhista com a utilização do armazenamento subterrâneo;
- custo do comercializador de último recurso retalhista com o Acesso ao Uso Global do Sistema;
- custo do comercializador de último recurso retalhista com o Acesso ao Uso da Rede de Transporte;
- custo do comercializador de último recurso retalhista com o Acesso ao Uso da Rede de Distribuição;
- custos de exploração da função de Comercialização, em condições de gestão eficiente, líquidos dos proveitos afectos a esta função, que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização;
- ajustamento no ano gás 2008-2009 dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo, relativo ao último ano gás real. Este ajustamento não se aplica no ano gás 2008-2009.

3.6.5 METODOLOGIA DE ACEITAÇÃO DE CUSTOS DE EXPLORAÇÃO PARA O ANO GÁS 2008-2009

No presente ponto pretende-se explicar o racional subjacente à metodologia de aceitação de custos de exploração dos operadores da rede de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas, na determinação dos proveitos permitidos, respectivamente, das actividades de distribuição e de comercialização de gás natural foi adoptada nas tarifas de gás natural para o ano gás 2008-2009.

A aceitação dos custos de exploração para fins regulatórios, no quadro da busca da maximização da eficiência das empresas reguladas, efectua-se em dois momentos. Num primeiro momento, são

definidos os custos sobre os quais podem ser exigidos ganhos de eficiência. Num segundo momento, é determinada a extensão dos ganhos de eficiência, relativos a esses custos, exigíveis às empresas sujeitas à regulação.

DEFINIÇÃO DE CUSTOS CONTROLÁVEIS E NÃO CONTROLÁVEIS

O primeiro exercício é relativamente consensual. Paralelamente à análise criteriosa da política de investimento das empresas, com impacte directo na aceitação dos custos associados ao investimento, o regulador define um conjunto de custos operacionais, ditos controláveis, sobre os quais os ganhos de eficiência podem ser exigidos. As rubricas de custos que são geralmente considerados controláveis são:

- Custos com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos e com pessoal afectos à exploração, ou seja, deduzidos dos custos imputados ao investimento (trabalhos para a própria empresa).
- Outros custos operacionais, nomeadamente impostos e outros custos.

Como custos não controláveis são considerados os custos relacionados com o investimento, isto é, as amortizações do exercício líquidas das amortizações de participação ao investimento. Consideram-se igualmente como custos não controláveis, a variação das provisões e os custos com a aquisição de gás natural.

DEFINIÇÃO DOS GANHOS DE EFICIÊNCIA

A definição dos ganhos de eficiência exigíveis às empresas reveste-se de um conjunto de dificuldades, acrescidas na presente situação em que se inicia a regulação dos operadores da rede de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas.

O grau de eficiência exigível à empresa dependerá da evolução dos seus custos ao longo do tempo, bem como do seu posicionamento relativo face a empresas congéneres.

No presente caso identifica-se dois conjuntos de dificuldades de prossecução deste exercício.

Em primeiro lugar, as empresas sujeitas a regulação encontram-se em estados diferentes de desenvolvimento do seu negócio, dificultando qualquer exercício de comparação. Assim, enquanto algumas empresas estão ainda em fase de arranque de negócio e em plena expansão, no limiar do *break-even point*, outras empresas já estão numa fase de relativa maturidade, com perspectivas de crescimento do negócio muito mais reduzidas. Este facto poderá levar ao tratamento diferenciado das várias empresas do sector.

Em segundo lugar, a separação das actividades relacionadas com a distribuição de gás natural das relacionadas com a comercialização de gás natural foi muito recentemente concretizada, sendo uma imposição externa que não teve, até à data, qualquer tradução no apuramento das contas das empresas. Deste modo, é impossível utilizar séries históricas com custos de exploração que estejam alocados em separado às referidas actividades. Este facto obrigou ao tratamento em conjunto dos custos de exploração dos operadores da rede de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas.

O grau de eficiência das empresas no desempenho das suas actividades corresponde à capacidade destas maximizarem os seus *outputs*, tendo em conta os *inputs*. Na determinação do grau de eficiência importa determinar quais são os factores externos à empresa, e relacionados com a realização da sua actividade, que explicam a variação dos custos.

O comportamento dos custos das empresas face a estes factores, conhecidos por *cost drivers*, serve de indicador ao grau de eficiência de cada empresa. Quanto menor for o nível de custos para um determinado nível desse factor, mais eficiente será a empresa no desenvolvimento da actividade.

Existem muitas metodologias⁹ de definição do grau de eficiência das empresas. Contudo, o pequeno universo da amostra, composto por apenas 11 empresas, e, antes de mais, o facto destas laborarem há muito pouco tempo (algumas empresas laboram no sector do gás natural há menos de 3 anos), diminui substancialmente o grau de liberdade e dificulta o recurso a técnicas mais sofisticadas. Deste modo, no início do processo de regulação destas empresas recorreu-se simplesmente ao método dos mínimos quadrados para a determinação dos *costs drivers* das empresas e, posteriormente, para a comparação do nível de eficiência implícito nas previsões das empresas com o verificado nos últimos anos.

Foram 3 os factores identificados que, com os dados à disposição da ERSE, são passíveis de explicar a evolução dos custos de exploração relacionados com as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural:

- O número de clientes.
- A energia distribuída.
- A energia distribuída por cliente.

Efectuaram-se análises econométricas baseadas no método dos mínimos quadrados para cada factor face aos custos de exploração das empresas que actualmente são operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso. Também se efectuaram regressões para dois factores em conjunto, o número de clientes e a energia distribuída.

⁹ As metodologias mais conhecidas são o DEA, SFA, COLS, etc.

As análises foram efectuadas para os anos de 2006, 2007 e para as previsões das empresas para o ano gás 2008-2009. O facto de se comparar as previsões das empresas apenas com dois anos ocorridos, decorre de, como foi anteriormente referido, algumas empresas apenas terem iniciado a sua actividade neste sector há menos de três anos e deste sector sofrer transformações muito rápidas que tornam o prolongamento das séries históricas pouco fiável.

A análise econométrica efectuada à energia distribuída por cliente não permitiu evidenciar qualquer relação entre este factor e os custos de exploração. No que diz respeito à análise conjunta ao número de clientes e à energia distribuída, os resultados das regressões obtidos para os três anos analisados apenas identificou como variável significativa o número de clientes.

Deste modo, apenas serão apresentados os resultados das regressões efectuadas aos custos controláveis das empresas, face ao número de clientes e à quantidade de energia distribuída, com os dados observados em 2006 e em 2007 e previstos pelas empresas para o ano gás 2008-2009.

A Figura 3-54, Figura 3-55 e Figura 3-56 apresentam os resultados das regressões efectuadas aos custos de exploração, a preços do ano gás 2008-2009, face ao número de clientes. Em todos os casos os R^2 apurados são elevadíssimos, acima de 95%, o que indicia a possível existência de uma relação espúria. Contudo, vários motivos levam a que se aceite com alguma segurança a aderência dos modelos à realidade:

- Os modelos têm por base séries *cross-section* e não séries históricas, não havendo problemas de estacionariedade.
- Tanto os modelos baseados nos valores apurados, bem como o baseado em valores previstos, apresentam resultados muito semelhantes.
- Os testes estatísticos efectuados rejeitam as hipóteses nulas de existir heteroscedasticidade e autocorrelação dos resíduos, bem como rejeitam as hipóteses das observações não seguirem uma distribuição normal. Registe-se que no caso dos valores ocorridos em 2007, o teste de Ramsey-Reset à especificação do modelo rejeita a hipótese nula que este esteja mal especificado. Por outro lado, efectuaram-se outras regressões, retirando-se os *outliers*, assim como para modelos log-log, que apresentaram resultados bastante semelhantes.

Figura 3-54 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face ao número de clientes, 2006

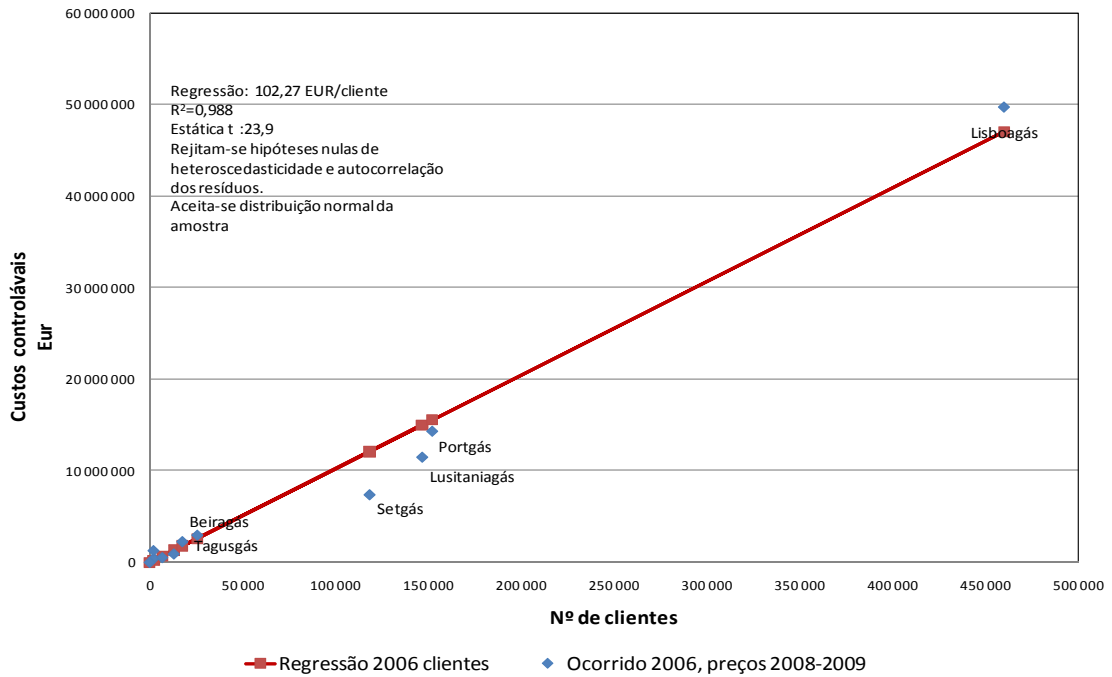


Figura 3-55 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face ao número de clientes, 2007

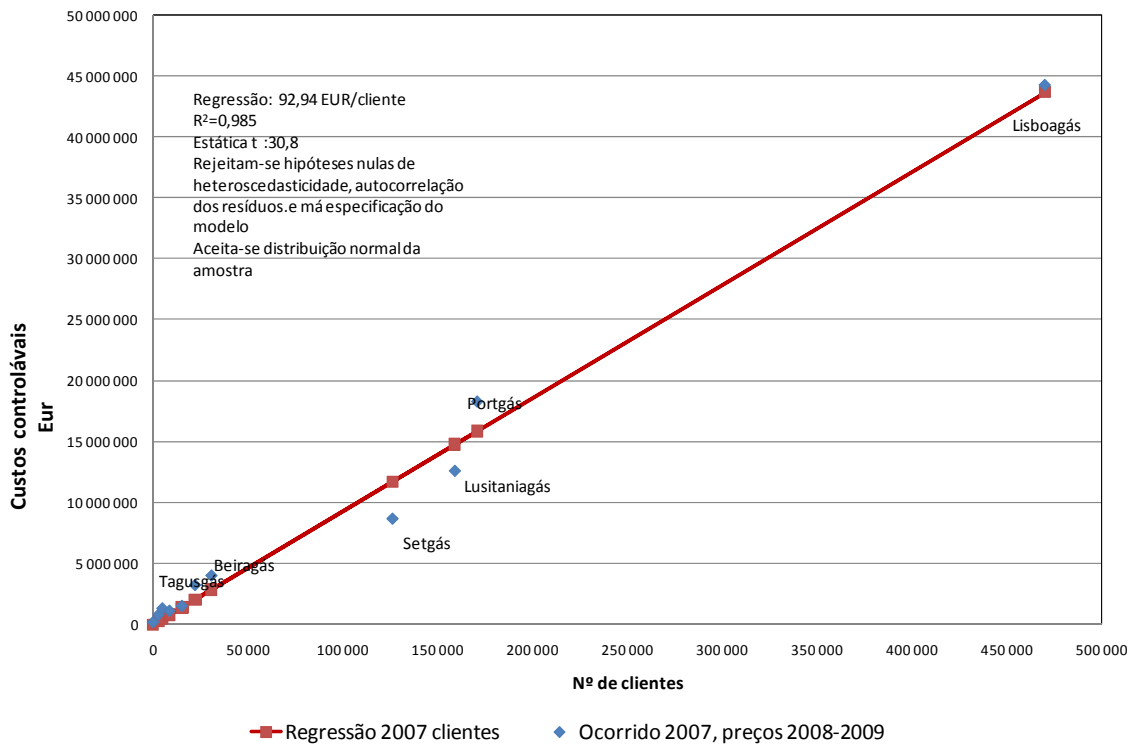
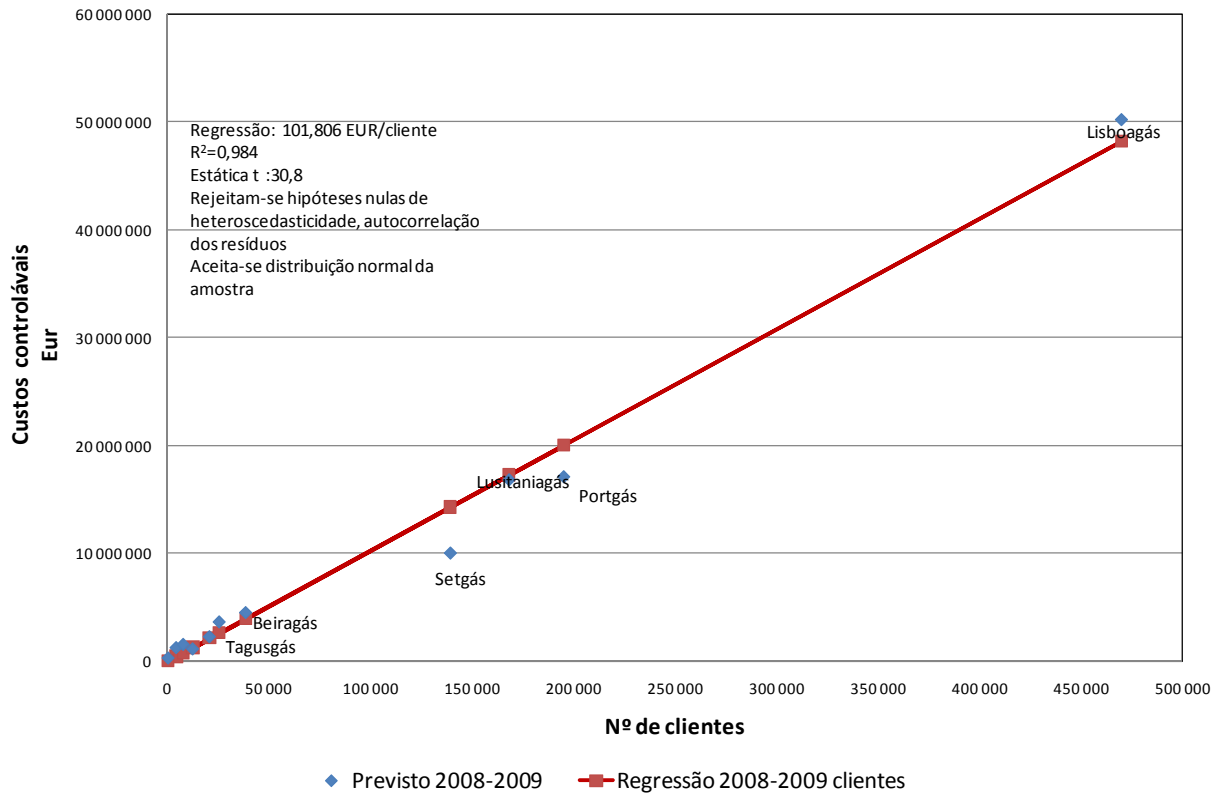


Figura 3-56 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face ao número de clientes, previsto ano gás 2008-2009



A Figura 3-57, Figura 3-58 e Figura 3-59 apresentam os resultados das regressões efectuadas aos custos de exploração, a preços do ano gás 2008-2009, face à quantidade de energia distribuída. Relativamente às regressões anteriores, os R^2 apurados são substancialmente mais baixos, em torno de 50%. Assim, estes modelos apenas fornecem uma explicação parcial da evolução dos custos.

Figura 3-57 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face à energia distribuída, 2006

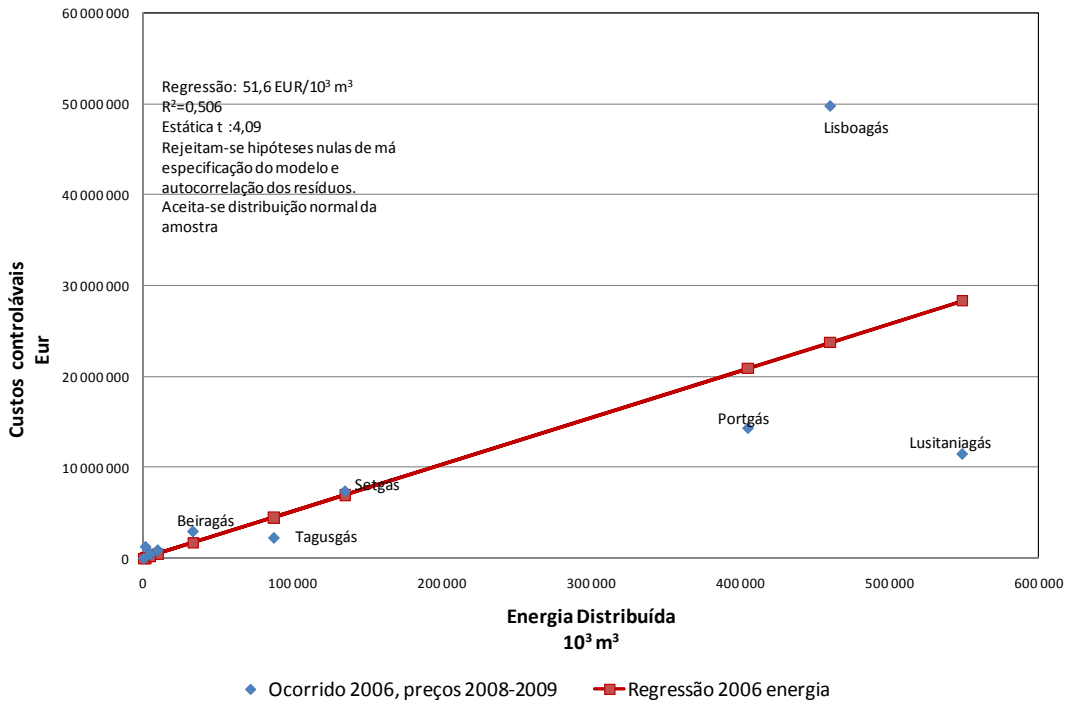


Figura 3-58 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face à energia distribuída, 2007

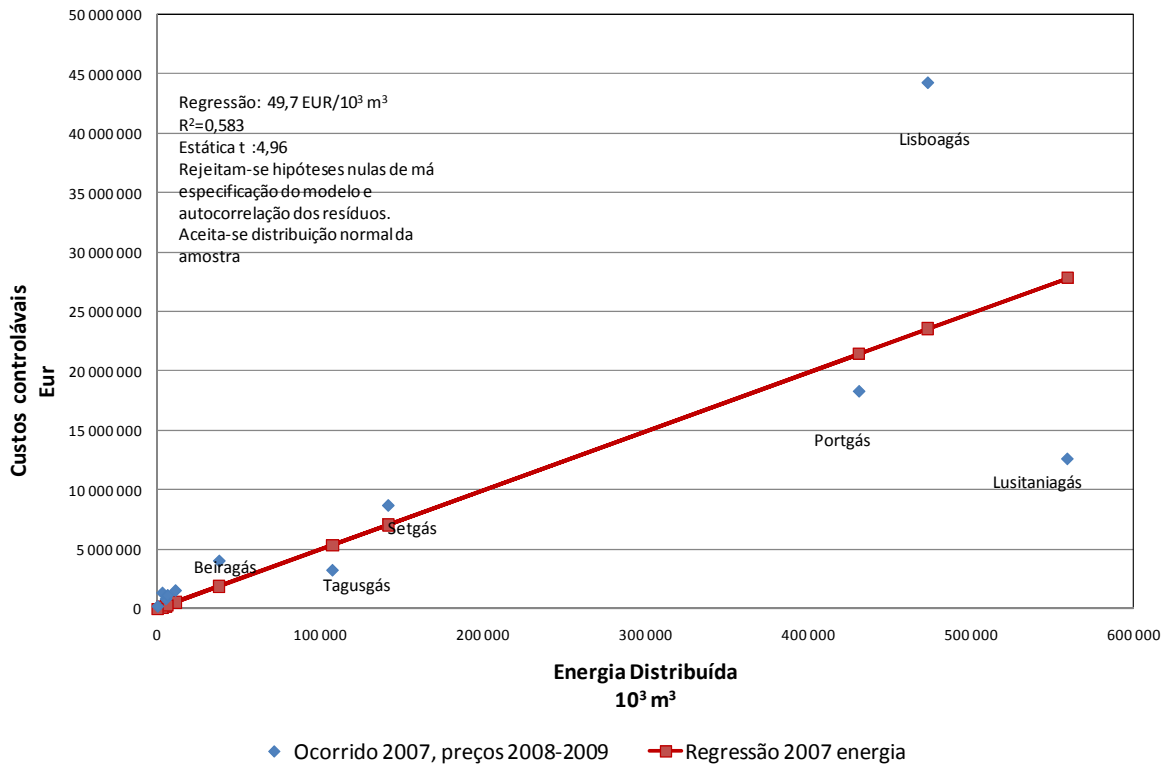
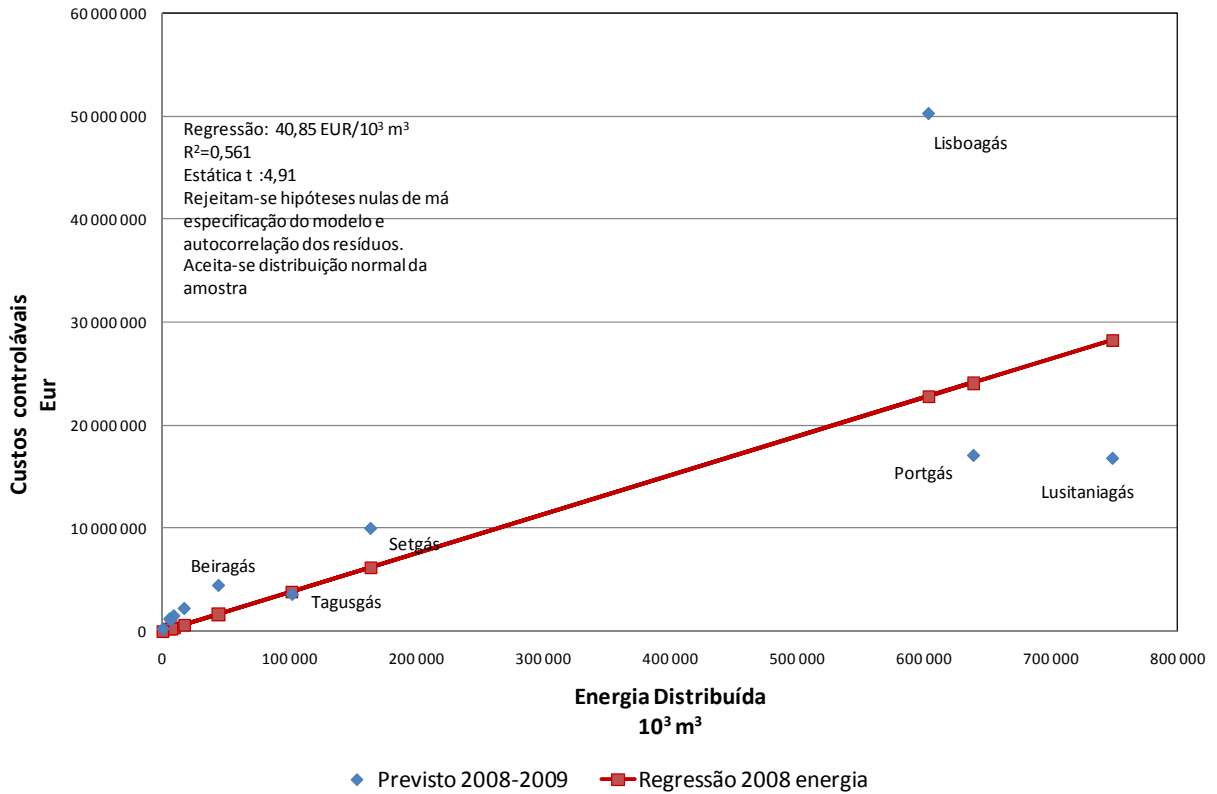


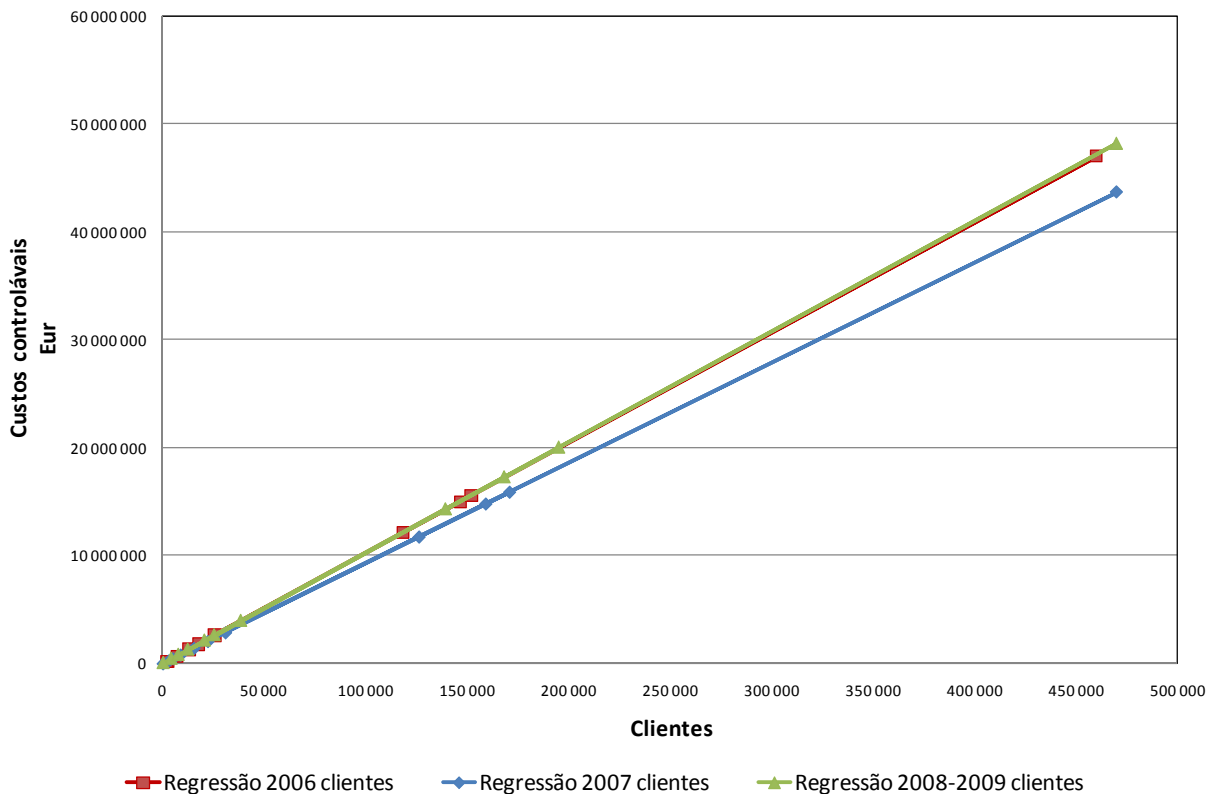
Figura 3-59 - Custos controláveis, preços 2008-2009, face à energia distribuída, ano gás 2008-2009



Por este motivo, a ERSE considerou que a análise ao grau de eficiência das empresas basear-se-á no número de clientes. Deste modo, a consideração da evolução dos custos de exploração face à evolução do número de clientes resulta numa opção segura de análise ao grau de eficiência do conjunto de empresas do sector.

A Figura 3-60 compara as curvas de custos de exploração face ao número de clientes resultantes dos modelos apurados para 2006, para 2007 e para as previsões das empresas para o ano gás 2008-2009.

**Figura 3-60 - Comparação modelos custos por clientes, 2006, 2007 e ano gás 2008-2009
(preços ano gás 2008-2009)**



Observa-se que os resultados do modelo baseado nas previsões da empresas contraria a evolução observada entre 2006 e 2007 de diminuição dos custos por clientes (em termos reais).

A evolução prevista pelas empresas no seu conjunto para os custos de exploração, por cliente, é assim questionável face ao ocorrido no passado. A escolha de 2007 como referencial de aceitação dos custos surge como a opção natural num contexto em que as previsões das empresas para o ano gás se assemelham pouco razoáveis e contrárias ao verificado nos dois anos anteriores.

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Esboçadas as linhas gerais de aceitação de custos, importa definir o âmbito de aplicação da metodologia e o modo como deve ser aplicada.

No que diz respeito ao âmbito de aplicação das metodologias, está-se ciente, como foi referido por diversas vezes neste ponto, de que as empresas distribuidoras e comercializadoras de gás natural encontram-se em estados do desenvolvimento muito diferentes. Relativamente a dados de 2006, a Figura 3-61 ilustra-o, evidenciando a existência de quatro grupos de empresas se considerarmos o crescimento médio das vendas entre 2003 e 2006 e o cumprimento dos objectivos propostos em termos de número de clientes fornecidos para um ano cruzeiro. As áreas da figura são diferenciadas pelas

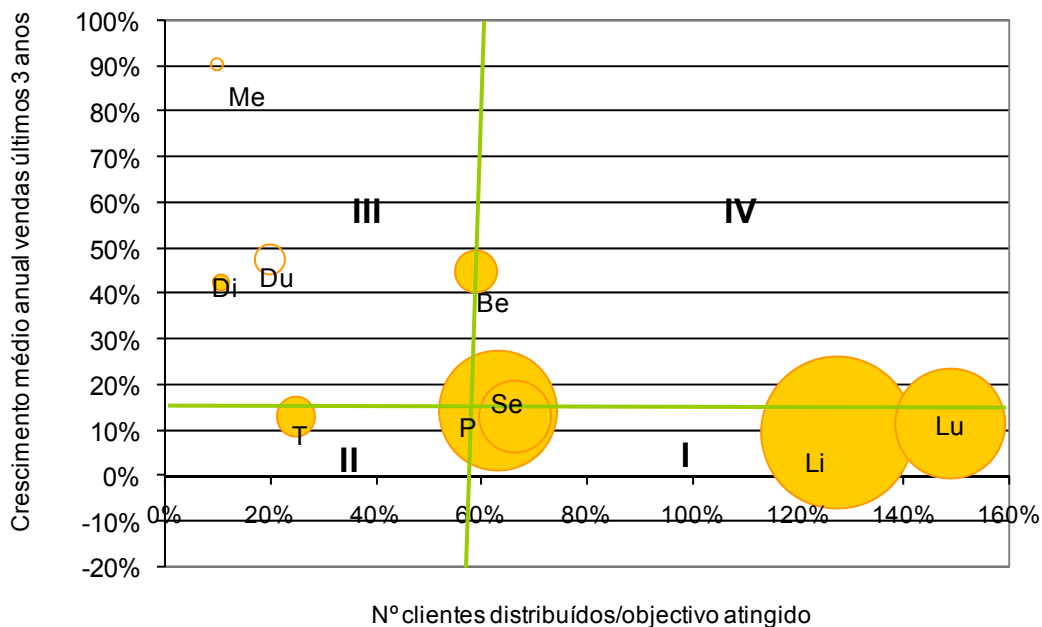
medianas das taxas de crescimento e da prossecução dos objectivos, sendo as empresas apresentadas proporcionalmente às suas dimensões.

Observa-se a existência de um primeiro grupo de empresas já maduras, com poucas expectativas de crescimento, e que tendo ultrapassaram os objectivos propostos em termos de número de clientes, apresentando um fraco crescimento das vendas. Este grupo é composto pela Lisboagás e pela Lusitaniagás.

Existe igualmente um segundo grupo de empresas, que embora composto por empresas maduras e por isso não tenham apresentado um crescimento elevado das suas vendas, ainda não atingiram os objectivos propostos. Este grupo é composto pela Setgás e pela Portgás.

Finalmente, o terceiro e o quarto grupo são compostos por empresas com taxas de crescimento das vendas bastante elevadas (com excepção da Tagusgás) e longe de terem atingido os objectivos propostos. Neste grupo encontram-se as empresas com licenças de exploração e as empresas com concessões.

Figura 3-61 - Crescimento das vendas nos últimos três anos e nº de clientes distribuídos face aos objectivos propostos na concessão (ano de referência 2006)



Notas: A Duriensegás e a Medigás não têm os seus círculos preenchidos por os valores referentes ao cumprimento dos objectivos serem estimados. Não se incluiu a Dourogás por esta ter começado a sua actividade no sector do gás natural em 2005. Os dados dizem respeito a 2006, por não haver R&C de todas as empresas para 2007.

A aplicação de regras de aceitação de custos em empresas ainda em fase de crescimento, como são as empresas pertencentes ao terceiro e ao quarto grupo, poderia criar entraves ao desenvolvimento das actividades destas empresas.

Assim, defende-se que esta regra apenas se deve aplicar à Lusitaniagás, à Lisbogás, à Portgás e à Setgás.

A utilização de 2007 como referencial pode ser efectuada por duas vias, considerando-se um valor padrão de custos por cliente retirado do modelo para 2007 ou tomando-se por base o ocorrido em cada empresa em 2007. No seguimento do anteriormente referido quanto às grandes diferenças existentes entre as empresas, nomeadamente no que diz respeito aos seus diferentes estados de desenvolvimento, bem como quanto às limitações metodológicas, considera-se mais razoável considerar o custo por cliente de cada empresa em 2007.

Como se viu, entre 2006 e 2007 verificou-se em termo reais uma diminuição do custo unitário. Esta diminuição que dever-se-á à conjugação de ganhos de eficiência naturais conjugados com a diluição de custos fixos, seria expectável que ocorresse também no ano gás 2008-2009. Uma forma de internalizar esta dinâmica de diminuição dos custos unitários, decorre da assumpção de que a diminuição dos custos unitários em termos reais face ao ocorrido em 2007 seja, no mínimo, igual à variação dos preços. Assim, bastará considerar como referencial de custos, custos por clientes em termos nominais inferiores ou iguais aos verificados em 2007.

Finalmente, importa salientar que com a aplicação desta regra, é igualmente definido a base de custos de exploração que servirá de referência ao longo do primeiro período regulatório (ano gás 2008-2009 e 2009-2010).

Em síntese, a regra de aceitação dos custos segue as seguintes assumpções:

- Aplica-se aos custos controláveis das actividades dos operadores da rede de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas.
- Aplica-se apenas à Lusitaniagás, à Lisbogás, à Portgás e à Setgás, sendo que no caso das restantes empresas aceitam-se os custos previstos pelas empresas para o ano gás 2008-2009.
- Os custos são definidos em termos unitários tendo em conta o número de clientes de cada empresa.
- O limite máximo de aceitação dos custos corresponde aos custos nominais por clientes de cada empresa, ocorridos em 2007.

A Figura 3-62 apresenta as consequências da aplicação da regra de aceitação dos custos. Das quatro empresas sobre as quais a regra é aplicada, apenas a Portgás não vê diminuída as suas previsões de custos de exploração controláveis, por apresentar em termos unitários previsões de custos para o ano gás 2008-2009 inferiores aos ocorridos em 2007. Numa situação oposta encontra-se a Lusitaniagás que apresenta um aumento dos custos unitários previsto muito importante face ao ocorrido em 2007, levando a uma diminuição em 25% dos custos controláveis face às previsões da empresa. Todavia, no caso

desta empresa os valores dos custos controláveis considerados para o ano gás 2008-2009 são superiores em quase 6% ao ocorrido em 2007.

Em termos globais a aplicação desta regra implica uma redução dos custos operacionais controláveis dos operadores da rede de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas em 13,4 milhões de euros face às previsões das empresas.

Figura 3-62 - Custos de exploração das actividades de Distribuição e de Comercialização para o ano gás 2008-2009 Clientes - Base 2007

| | | Unid.: 10 ³ euros | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------|------------------------------|----------|----------|------------|-----------|--------------|---------|--------|---------|---------|----------|-----------|
| | | Beiragás | Dianagás | Dourogás | Duriensgás | Lisboagás | Lusitâniagás | Medigás | Paxgás | Portgás | Setgás | Tagusgás | Total |
| Total custos controláveis - 2007 Empresas | (a) | 3 779 | 733 | 1 217 | 1 410 | 41 993 | 11 931 | 1 029 | 142 | 17 331 | 8 207 | 3 035 | 90 807 |
| Nº clientes 2007 | (b) | 30 791 | 2 893 | 4 905 | 15 235 | 469 984 | 159 097 | 8 683 | 0 | 170 841 | 126 227 | 22 130 | 1 010 786 |
| Custo unitário 2007 | (c)=1000*(a)/(b) | 122,73 | 253,37 | 248,07 | 92,55 | 89,35 | 74,99 | 118,51 | | 101,45 | 65,02 | 137,14 | 89,84 |
| Custos não controláveis (Aquisição GN, Amortizações, Ajustamentos e Provisões) - 2008-2009 Normas | | 21 744 | 3 906 | 3 500 | 12 709 | 200 054 | 108 639 | 5 293 | 605 | 65 662 | 51 719 | 23 696 | 497 528 |
| Total custos controláveis 2008-2009 Normas | (d) | 4 476 | 1 221 | 1 515 | 2 234 | 50 253 | 16 804 | 1 104 | 257 | 15 044 | 9 998 | 3 605 | 106 511 |
| FSE 2008-2009 Normas | | 3 124 | 647 | 1 175 | 1 752 | 31 726 | 12 440 | 805 | 215 | 11 733 | 7 025 | 2 624 | 73 267 |
| Transferência de custos entre empresas | | -16 | 0 | 0 | -36 | -257 | -147 | 0 | 0 | -2 869 | -183 | -4 | -3 512 |
| Custos com pessoal 2008-2009 Normas | | 1 222 | 556 | 265 | 513 | 17 766 | 3 889 | 278 | 28 | 3 369 | 2 437 | 838 | 31 161 |
| Impostos 2008-2009 Normas | | 91 | 10 | 75 | 4 | 171 | 55 | 8 | 10 | 1 638 | 177 | 107 | 2 345 |
| Outros custos operacionais 2008-2009 Normas | | 55 | 8 | 0 | 0 | 847 | 567 | 13 | 5 | 1 173 | 542 | 40 | 3 250 |
| Nº clientes ano gás 2008-2009 | (e) | 38 716 | 4 479 | 7 964 | 20 855 | 469 877 | 168 430 | 12 613 | 567 | 195 302 | 139 526 | 25 673 | 1 084 002 |
| Custo unitário 2008-2009 empresas | (f)=1000*(d)/(e) | 115,62 | 272,51 | 190,26 | 107,10 | 106,95 | 99,77 | 87,54 | 454,02 | 77,03 | 71,66 | 140,40 | 98,26 |
| Custo unitário 2008-2009 ERSE base 2007 | (g)=(h)/€*1000 | 115,62 | 272,51 | 190,26 | 107,10 | 89,35 | 74,99 | 87,54 | 454,02 | 77,03 | 65,02 | 140,40 | |
| Custos controláveis 2008-2009 ERSE | (h)=min[(d);(c)*(e)] | 4 476 | 1 221 | 1 515 | 2 234 | 41 983 | 12 631 | 1 104 | 257 | 15 044 | 9 072 | 3 605 | 93 142 |
| Diferencial em valor custos controláveis ERSE/Normas (2008-2009) | (i)=(h)-(d) | 0 | 0 | 0 | 0 | -8 269 | -4 174 | 0 | 0 | 0 | -926 | 0 | -13 369 |
| Diferencial em % custos controláveis ERSE/Normas (2008-2009) | (j)=(h)/(d)-1 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | -16,5% | -24,8% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | -9,3% | 0,0% | -12,6% |
| Diferencial em % custos controláveis 2008-2009 ERSE/custos controláveis 2007 Empresas | (k)=(h)/(a)-1 | -100,0% | 66,5% | 24,5% | 58,4% | 0,0% | 5,9% | 7,3% | 81,3% | -13,2% | 10,5% | 18,8% | 2,6% |

3.6.6 CENÁRIOS CONSIDERADOS NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A ERSE elaborou um cenário base para cálculo dos proveitos permitidos, ao qual acrescentou vários ajustamentos, tanto de ordem legal e contratual, como de correcção de valores.

Seguidamente listam-se os ajustamentos efectuados:

- Cenário base - apenas incorpora os valores apresentados pelas empresas com as correcções de erros detectados pela ERSE.
- Contadores – decorre da publicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, tendo este ajustamento, de natureza legislativa, consistido na anulação do valor líquido dos contadores na base de activos regulada.
- Alteração das quantidades de gás natural - este ajustamento, de iniciativa da ERSE, baseou-se num estudo efectuado sobre o balanço de gás natural e consequente harmonização da informação recebida de todos os operadores do sector do gás natural. Este estudo faz parte integrante do documento das Tarifas do ano gás 2008-2009. A utilização do alisamento dos custos com capital em função dos consumos, resulta que o impacte no valor dos proveitos permitidos é nulo.
- Alteração da taxa de inflação - ajustamento, de iniciativa da ERSE, resultante da necessidade de uniformizar os custos e investimentos apresentados pelas várias empresas, tendo por isso sido substituídos os deflatores por elas utilizados pelos valores do deflator do PIB anteriormente referidos para 2008 e 2009. De referir que a ERSE utilizou uma taxa de inflação semestral no 2º semestre do ano gás 2008-2009, enquanto que as empresas, segundo informação dos seus responsáveis, utilizaram taxas anuais.
- Custos de exploração - este ajustamento, de iniciativa da ERSE, consistiu na revisão da base de custos operacionais de exploração controláveis (custos operacionais sem custo de aquisição do gás natural, sem amortizações e sem provisões/ajustamentos) das empresas LisboaGás, Lusitaniagás e Setgás.

3.7 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA BEIRAGÁS – COMPANHIA DE GÁS DAS BEIRAS, S.A.

3.7.1 ACTIVIDADE

A Beiragás foi constituída em 28 de Dezembro de 1998, tem sede em Viseu e tem como objecto a exploração em regime de serviço público, da rede de distribuição regional de gás natural, bem como a

respectiva construção e manutenção das respectivas infra-estruturas. Este serviço público foi concessionado à Empresa por um período de 35 anos pelo Estado Português. A estrutura accionista da empresa é a seguinte:

- GDP, S.G.P.S. com 59,5%
- Grupo Visabeira com 23,5%
- Presilca com 3,1%
- Outros (municípios, empresas e associações e particulares) com 13,9%

A área de concessão abrange cerca de 23% da área total de Portugal, incluindo os concelhos da Guarda, Castelo Branco e Viseu. O início da construção das infraestruturas de Distribuição da Beiragás deu-se em 2000, tendo começado os abastecimentos de gás natural em 2001.

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. De forma a concretizara a separação das actividades de Distribuição e Comercialização de Gás Natural, foi assinado entre a Beiragás e a Galp Gás Natural, S.A., um contrato relativo à transmissão dos activos regulados.

De realçar que em 11 de Abril de 2008 foi assinado entre o Estado português e a Beiragás o contrato de concessão que resultou da renegociação do anterior. Naquele contrato, estão previstas algumas alterações, entre as quais, a contagem do período de concessão, sendo agora de 40 anos a partir de 1 de Janeiro de 2008.

3.7.2 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Foi anteriormente referido que os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural seriam aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Por outro lado, também se definiu que, no actual momento, esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento, e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao desenvolvimento das suas actividades.

Neste contexto esta empresa está também abrangida pela medida anterior, facto que não impede que se proceda a uma análise da evolução dos custos no quadro das suas previsões para o ano gás 2008-2009.

Face ao novo enquadramento legal a separação da actividade de Distribuição e de Comercialização ocorreu em 1 de Janeiro de 2008, pelo que a análise dos custos previstos para o ano gás 2008-2009 foi elaborada tendo em conta a evolução conjunta das duas actividades.

A análise apresentada de seguida, é efectuada aos custos operacionais deduzidos dos custos de aquisição de gás natural, de amortizações e de provisões e ainda dos trabalhos para a própria empresa.

Quadro 3-63 - Evolução dos custos de exploração

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Beiragás | | | | | | | |
|---|--------------|--------------|----------------------------|--------------|----------------------------|----------------------|-------------------------------|---|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Variação 2007/ano gás t | Variação 2007/ano gás t anualizada |
| FSE | 1 702 | 1 849 | 9% | 2 604 | 41% | 3 124 | 20% | 13% |
| Transferência de custos entre empresas | | | | | | -16 | | |
| Custos com pessoal | 835 | 865 | 4% | 957 | 11% | 1 222 | 28% | 18% |
| Impostos | 178 | 45 | -75% | 90 | 100% | 91 | 1% | 1% |
| Outros custos operacionais | 74 | 33 | -55% | 129 | 289% | 55 | -57% | -43% |
| Custos Operacionais sem custos de aquisição de GN sem amortizações e provisões | 2 789 | 2 792 | 0% | 3 779 | 35% | 4 476 | 18% | 12% |

Fonte: Galp Energia

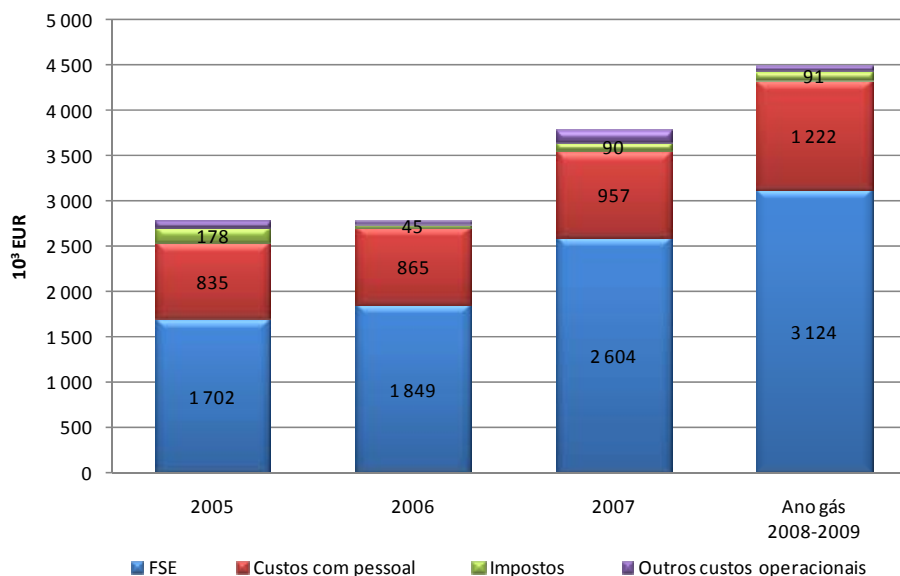
Como se pode observar, o crescimento mais acentuado, 35%, verifica-se de 2006 para 2007, sendo de 18% o aumento previsto entre 2007 e o ano gás 2008-2009.

Considerando esta evolução, os fornecimentos e serviços externos (FSE) apresentam um crescimento de 20%, o que é explicado quase exclusivamente pela GDP Serviços (rubrica que surge no ano gás 2008-2009 e que será explicada no Quadro 3-66). Se considerarmos a evolução de 2006 para 2007 o crescimento foi ainda maior, 41%, o que revela que a Beiragás tem vindo a diminuir os custos em FSE.

Simultaneamente, verifica-se um acréscimo dos custos com pessoal, cerca de 11% de 2005 para 2006 e de 28% de 2007 para o ano gás 2008-2009, o que tendo em conta o cenário de subcontratação de serviços por parte das empresas no ano gás 2008-2009, não parece justificável. Ou seja, registando-se um aumento dos FSE, dever-se-ia registar um menor acréscimo ou mesmo um decréscimo nos custos com pessoal.

A Figura 3-63 é bem ilustrativa da análise dos custos já efectuada. De salientar, mais uma vez, que de 2005 para 2006 os custos não apresentam uma variação muito significativa, ao contrário de 2007, que como já foi referido, apresenta um crescimento de 35%.

Figura 3-63 - Evolução dos custos de exploração



De seguida é apresentada a evolução dos custos de exploração por cliente para o período 2005 ao ano gás 2008-2009.

Quadro 3-64 - Evolução dos custos de exploração por cliente

| | Unid:10 ³ EUR | | | |
|--|--------------------------|-------------|------------|-------------------|
| | 2005 | 2006 | 2007 | Ano gás 2008-2009 |
| Total Custos de Exploração | 2 789 | 2 792 | 3 779 | 4 476 |
| Varição do custo de exploração global (%) | | 0% | 35% | 18% |
| Número de clientes | 21 272 | 25 602 | 30 791 | 38 716 |
| Custo unitário | 131 | 109 | 123 | 116 |
| Varição do custo unitário (%) | | -17% | 13% | -6% |

Fonte: Galp Energia

Tendo em conta os custos unitários, a Beiragás apresenta um decréscimo de 6% de 2007 para o ano gás 2008-2009, ao contrário do verificado de 2006 para 2007 onde se verificou um acréscimo de 13%, o que configura uma situação de eficiência por parte da empresa. No entanto, esta análise para ser mais precisa carece de informação sobre o tipo de clientes.

De forma a obter uma análise mais detalhada dos custos, apresenta-se de seguida o Quadro 3-65 com o peso das diferentes rubricas no total dos custos de exploração.

Quadro 3-65 - Estrutura dos custos de exploração

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Beiragás | | | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------------|--------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| | 2005 | 2006 | Peso dos custos 06 | 2007 | Peso dos custos 06 | Ano gás 2008-2009 | Peso custos 08/09 |
| FSE | 1 702 | 1 849 | 66% | 2 604 | 69% | 3 124 | 70% |
| Transferência de custos entre empresas | | | | | | -16 | 0% |
| Custos com pessoal | 835 | 865 | 31% | 957 | 25% | 1 222 | 27% |
| Impostos | 178 | 45 | 2% | 90 | 2% | 91 | 2% |
| Outros custos operacionais | 74 | 33 | 1% | 129 | 3% | 55 | 1% |
| Custos Operacionais sem custos de aquisição de GN sem amortizações e provisões | 2 789 | 2 792 | 100% | 3 779 | 100% | 4 476 | 100% |

Fonte: Galp Energia

Como se verifica, os FSE são a rubrica com maior peso, com mais de 70% do total de custos, logo seguida dos custos com pessoal, com cerca de 27%.

Neste contexto, optou-se por fazer uma análise detalhada daqueles custos, tendo em conta os serviços prestados por empresas do grupo e por fornecedores externos. Para esta análise foi considerado que todos os serviços GDP e Serviços Galp Gás Natural são serviços internos e que só os Outros FSE são prestados externamente à empresa.

Quadro 3-66 - Detalhe dos FSE

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Beiragás | | | | | | | Variação 2007/ano gás t atualizada |
|--|--------------|--------------|----------------------|--------------|----------------------|-------------------|-------------------------|------------------------------------|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Variação 2007/ano gás t | |
| Total FSE | 1 702 | 1 849 | 9% | 2 604 | 41% | 3 124 | 20% | 13% |
| <i>GDP Serviços (1)</i> | 0 | 0 | | 0 | | 1 249 | | |
| <i>Serviços Galp Energia (2)</i> | 106 | 121 | 14% | 303 | 151% | 169 | -44% | -32% |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | 0 | | 278 | | 310 | 11% | 7% |
| <i>Serviços GDPD</i> | 173 | 193 | 12% | 58 | -70% | 0 | -100% | -100% |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | 0 | 0 | | 99 | | 0 | -100% | -100% |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | 0 | 0 | | 57 | | 0 | -100% | -100% |
| <i>Outros FSE</i> | 1 423 | 1 535 | 8% | 1 809 | 18% | 1 396 | -23% | -16% |
| Peso Serviços GDP no total FSE | 16% | 17% | | 31% | | 55% | | |
| Peso GDP Serviços no total FSE | | | | | | 40% | | |
| Peso GDP Serviços no total de custos operacionais | | | | | | 28% | | |

(1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo

(2) Inclui Contabilidade e Tesouraria, RH, Compras, Incentivos Financeiros, Gestão de riscos e plano de saúde, Serviços Jurídicos, Gestão de instalações e Security, SI

Fonte: Galp Energia

Da análise do Quadro 3-66, podemos concluir que a partir de 2007 os serviços prestados pelo grupo aumentam o seu peso no total dos FSE, verificando-se um peso de 55% no ano gás 2008-2009. Este peso é explicado pelo aparecimento da GDP Serviços, empresa criada para prestação de diversos serviços às empresas do grupo Galp Energia. No entanto, a Galp Energia não apresenta uma justificação detalhada para o valor da mesma, embora aquela rubrica tenha um peso de 28% no total dos custos.

Paralelamente, verifica-se que os Serviços GDPD e Serviços GALP Gás Natural desaparecem no ano gás 2008-2009, o que pode ser justificado com a passagem daqueles serviços para a GDP Serviços.

3.7.2.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pela Beiragás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Dedução do valor dos contadores da base do activo regulado, por imposições legislativas (Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro), conforme referido anteriormente, bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações);
- b) Modificação das quantidades de gás natural a fornecer. Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos CUR e das empresas de rede (Distribuidoras e REN), assumiram-se como válidas as previsões dos CURr e CURg. Por outro lado, definiu-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiram-se estas quantidades preservando a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007 no que respeita ao crescimento natural dos consumos. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas 3 maiores distribuidoras, não afectando, portanto, a Beiragás.

Assim para os distribuidores regionais, as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos CURr, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo CURG e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007. No caso da Beiragás, foram alteradas as quantidades de gás natural propostas pela empresa, para o ano gás 2008-2009, de $47\,888\,10^3\text{m}^3$ para $44\,281\,10^3\text{m}^3$ aplicando-se a mesma proporção para os 40 anos da concessão;

- c) Harmonização das taxas de inflação para o ano gás 2008-2009: em vez das taxas de inflação, consideradas pela Beiragás, de 2,3% e de 2,2%, para 2008 e 2009, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente.

3.7.2.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), são apresentados no Quadro 3-67.

Quadro 3-67 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORDk}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 128 |
| $\Delta R_{UGS,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | 0 |
| 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 |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORDk} - \Delta R_{UGS,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 128 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 128 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.7.2.3 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

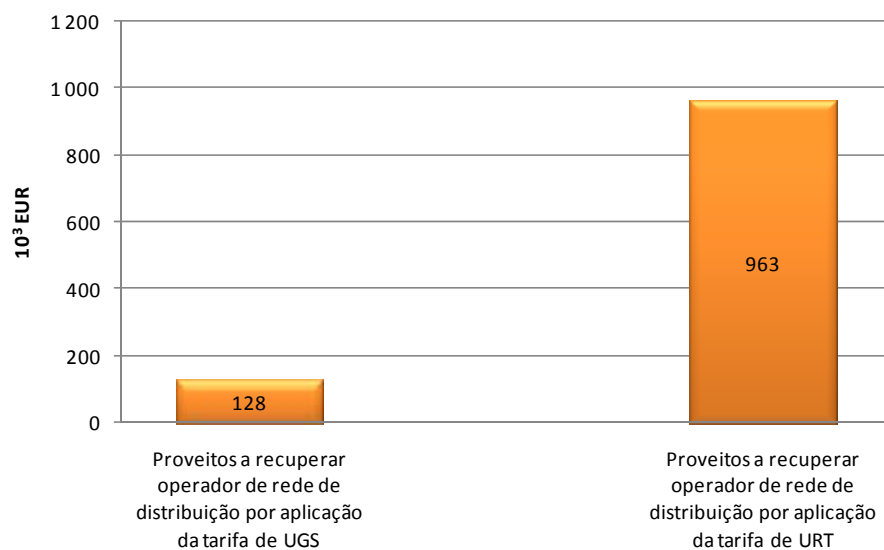
O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68.º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-68.

Quadro 3-68 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{URT,t}^{ORDk}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 963 |
| $\Delta R_{URT,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | 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 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{URT,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{URT,t}^{ORDk} - \Delta R_{URT,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 963 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 963 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-64 ilustra os proveitos permitidos da Beiragás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-64 - Proveitos permitidos

3.7.2.4 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.7.2.4.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-69 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-69 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural

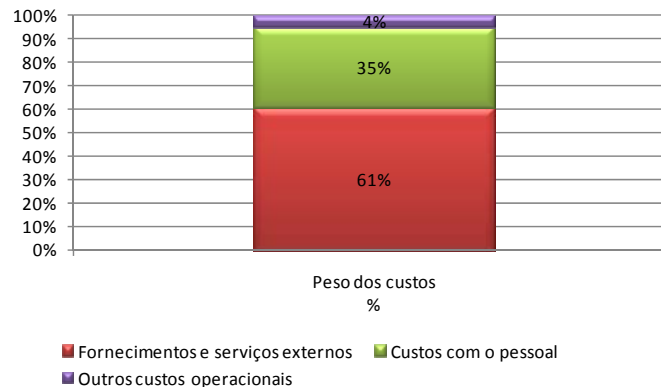
Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008-2009 | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
| Fornecimentos e serviços externos | 2 143 | 61% |
| Custos com o pessoal | 1 228 | 35% |
| Outros custos operacionais | 145 | 4% |
| Custos de exploração | 3 517 | 100% |

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 (FSE) e os custos com pessoal. Estes representam na sua totalidade 96% dos custos de exploração da Beiragás, sendo 61% referente a FSE e 35% a custos com pessoal.

A Figura 3-65 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da actividade.

Figura 3-65 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural



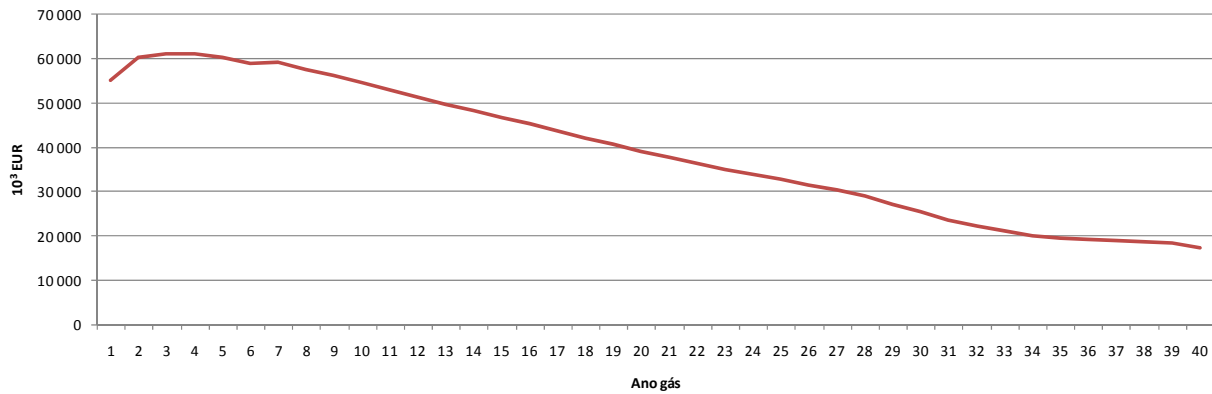
3.7.2.4.2 CUSTO COM CAPITAL

O valor do custo com capital, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor dos activos imobilizados não financeiros em exploração, deduzido de amortizações e de participações ao investimento. Os imobilizados em curso não são considerados para efeitos de cálculo de custo com capital, sendo os novos investimentos remunerados a partir do momento em que são transferidos para exploração. Além disso, tal como já referido anteriormente, o valor dos contadores também não é considerado para efeitos de activo a remunerar.

A informação enviada pela Beiragás evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer durante os 40 anos da concessão. Para além das participações já recebidas, a Beiragás justificou não enviar subsídios futuros dada a incerteza quanto à aprovação nos quadros comunitários actuais. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, para cada um dos anos.

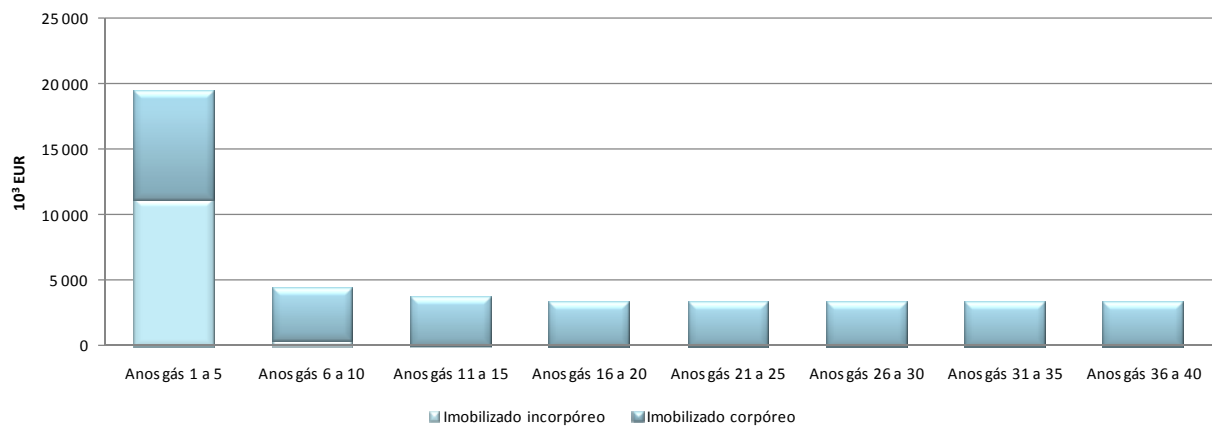
A Figura 3-66 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 40 anos da concessão.

Figura 3-66 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da Beiragás para o período da concessão ascende a cerca de 44,9 milhões de euros, distribuídos ao longo do período da concessão conforme é evidenciado na Figura 3-67.

Figura 3-67 - Evolução do investimento



No Quadro 3-70 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a actividade de Distribuição de Gás Natural, aceite para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-70 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

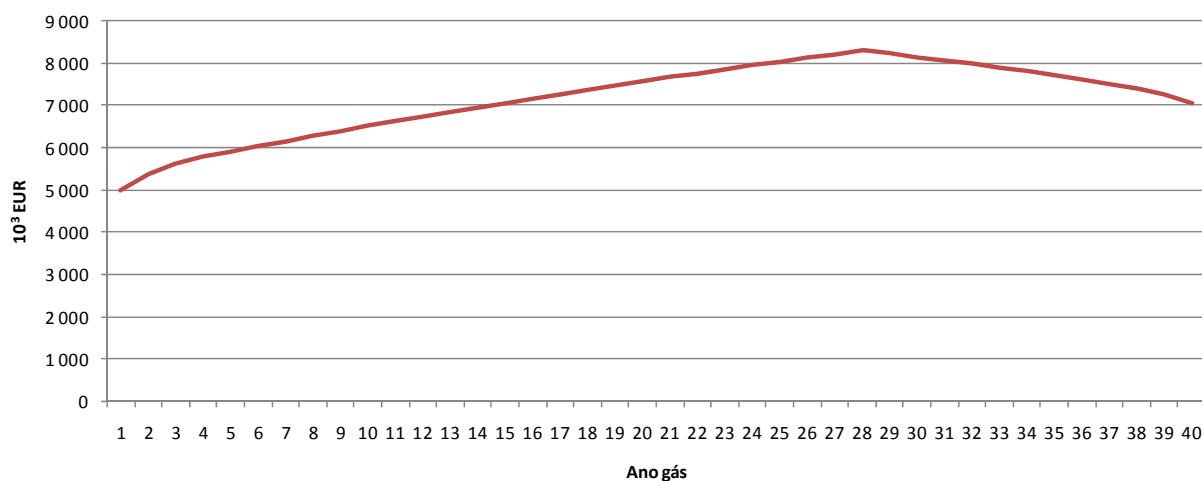
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 | Peso % |
|----------------|--|----------------------|------------|
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 75.690 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 27.892 | 37% |
| | Despesas de instalação | 2.011 | |
| | Reconversão de consumos para gás natural | 24.651 | |
| | Outro imobilizado incorpóreo | 1.114 | |
| | Imobilizado em curso | 116 | |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 47.798 | 63% |
| | Terrenos e recursos naturais | 184 | 0% |
| | Edifícios e outras construções | 424 | 1% |
| | Equipamento básico | 43.132 | 57% |
| | Equipamento de transporte | 21 | 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 21 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 56 | 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 28 | 0% |
| 4 | Imobilizado em curso | 3.932 | 5% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 16.423 | |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 55.219 | 73% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 4 976 milhares de euros correspondendo a 60% do total dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Gás Natural.

A Figura 3-68 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de Gás Natural, para o período da concessão.

Figura 3-68 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural



3.7.2.4.3 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69º do Regulamento Tarifário.

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição todos os custos de exploração da Beiragás, foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas e tendo em consideração os pressupostos mencionados anteriormente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a actividade de Distribuição são os apresentados no Quadro 3-71, ascendendo a 8 372 milhares de euros.

Quadro 3-71 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}C_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 4 976 |
| $\tilde{C}E_{D,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 3 517 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 121 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | 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 |
| $\Delta F_{ERSE,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0 |
| $\tilde{F}_{ERSE,t}^{ORDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 8 372 |
| $\tilde{F}_{ERSE,t}^{ORDk} = \tilde{C}C_{D,t}^k + \tilde{C}E_{D,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta F_{ERSE,t-2}^{ORDk}$ | | |

3.7.2.5 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN DA BEIRAGÁS

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Beiragás, foi calculado de acordo com o artigo 66º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos permitidos que se apresentam no Quadro 3-72 ascendem a 9 463 milhares de euros, sendo 128 milhares de euros resultantes da aplicação das tarifas de UGS, 963 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de URT e 8 372 milhares de euros da actividade de Distribuição.

Quadro 3-72 – Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Beiragás

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|------------------------------|--|-------------------|
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 128 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 963 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 8 372 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARND,t}^{ORD,k} = \tilde{R}_{UGS,t}^{ORD,k} + \tilde{R}_{URT,t}^{ORD,k} + \tilde{R}_{URD,t}^{ORD,k}$ | 9 463 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de -1,0% relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo -115 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores e 27 milhares de euros resultantes da alteração das taxas de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-73.

Quadro 3-73 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Beiragás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações legislativas | | Alterações ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|------------------------------|--|-------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------|------------------------------------|-------|
| | | Contadores | Taxa de inflação | Contadores | Taxa de inflação | | Valor | % |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 128 | 0 | 0 | 0 | 128 | 0 | 0,0% |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 963 | 0 | 0 | 0 | 963 | 0 | 0,0% |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 8 460 | -115 | 27 | 27 | 8 372 | -88 | -1,0% |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARND,t}^{ORD,k} = \tilde{R}_{UGS,t}^{ORD,k} + \tilde{R}_{URT,t}^{ORD,k} + \tilde{R}_{URD,t}^{ORD,k}$ | 9 551 | -115 | 27 | 27 | 9 463 | -88 | -1,0% |

3.7.2.6 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Beiragás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Custo unitário de aquisição de gás natural no valor de 2,153 cent€/kWh;
- b) Taxas de inflação consideradas pela Beiragás, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

Todos os custos de exploração da Beiragás, foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas.

3.7.2.7 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos função de Compra e Venda de gás natural, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, para a função de Compra e Venda de gás natural, são apresentados no Quadro 3-74.

Quadro 3-74 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|---------------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\sum_{k \in K} C_{GN,CUR,t}^{CUR,k}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 8 436 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CUR,k}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRÁR,t}^{CUR,k}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CUR,k}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{BPC,t-1}^{CUR,k}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k | 0 |
| $\Delta R_{CYGN,t-2}^{CUR,k}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | 0 |
| $\Delta R_{TYCF,t-2}^{CUR,k}$ | Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas | 0 |
| $\tilde{R}_{CYGN,t}^{CUR,k}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t | 8 436 |
| | $\tilde{R}_{CYGN,t}^{CUR,k} = \tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR,k} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CUR,k} + \tilde{C}_{UTRÁR,t}^{CUR,k} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CUR,k} - \Delta R_{BPC,t-1}^{CUR,k} - \Delta R_{CYGN,t-2}^{CUR,k} - \Delta R_{TYCF,t-2}^{CUR,k}$ | |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 8 436 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do custo unitário de aquisição ao comercializador de último recurso grossista no valor de 2,153 cent€/kWh às quantidades previstas adquirir pela Beiragás no ano 2008-2009 no montante de 391 810 MWh.

3.7.2.8 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Os proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição entre os respectivos operadores e o comercializador de último recurso. Os proveitos a recuperar por aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes do comercializador de último recurso retalhista são posteriormente transferidos para o operador da rede de transporte. Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa URD são transferidos para o operador da rede de distribuição.

O valor total dos proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 78.º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-75.

Quadro 3-75 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

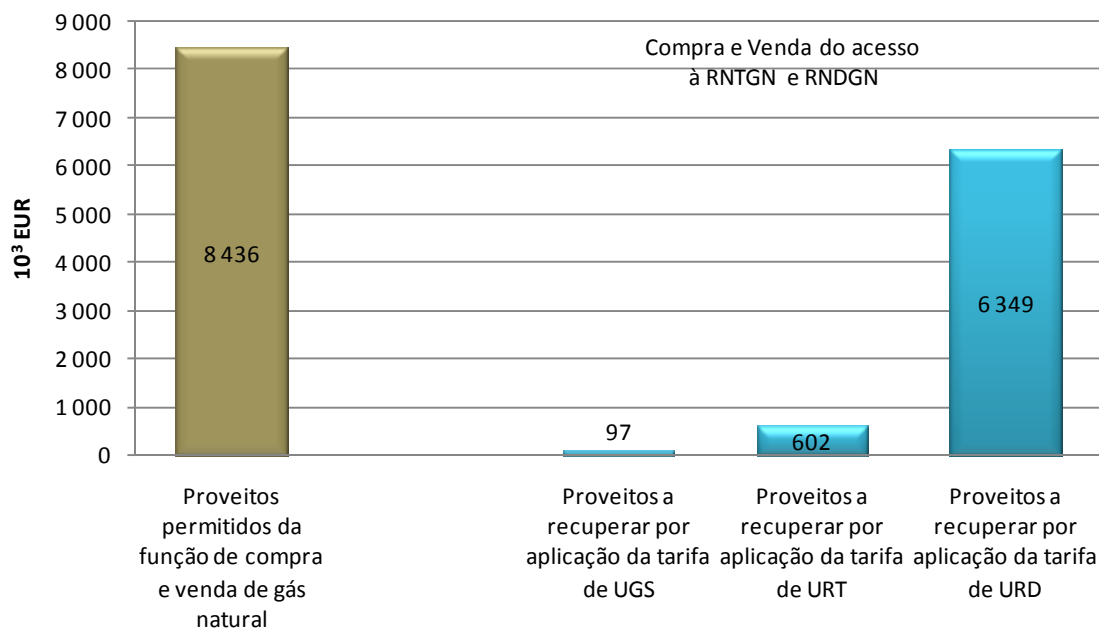
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|----------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 97 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 602 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 6 349 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | 7 048 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 7 048 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

A Figura 3-69 ilustra os proveitos permitidos da Beiragás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-69 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN



3.7.2.9 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.7.2.9.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-76, apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Comercialização de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-76 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008-2009 | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|----------------------|-------------------------|
| Fornecimentos e serviços externos | 997 | 100% |
| Custos com o pessoal | 0 | 0% |
| Outros custos operacionais | 0 | 0% |
| Custos de exploração | 997 | 100% |

Da análise ao quadro verifica-se que os custos de exploração da Beiragás para a função de Comercialização de gás natural no ano gás 2008-2009 referem-se unicamente a FSE. Esta situação resulta do facto da actividade de Comercialização de gás natural não ter pessoal afecto directamente, sendo os trabalhos assegurados por prestadores de serviços e os respectivos custos classificados em FSE.

3.7.2.9.2 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de comercialização de gás natural.

3.7.2.9.3 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente. O valor da margem de comercialização ascende a 38 milhares de euros.

3.7.2.9.4 MARGEM POR CLIENTE

Conforme já referido, a renegociação do anterior contrato de concessão conduziu a que ficasse estabelecido no novo contrato de concessão, que o Estado assegure à Beiragás, durante os 5 primeiros anos de regulação, uma margem de 4 euros por cliente por ano, pelo número de clientes reportado no início de cada período de regulação. Considerando 33 875 como o número de clientes estimado desde o início deste primeiro período de regulação desta actividade (1 de Julho de 2008), a aplicação da referida margem conduz a um valor próximo de 136 milhares de euros para este proveito adicional.

3.7.2.9.5 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da função comercialização de gás natural a recuperar pela Beiragás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com a nova fórmula de regulação recentemente revista e constante do artigo 79º do Regulamento Tarifário. Em anexo apresenta-se o novo articulado a integrar no Regulamento Tarifário a publicar em Diário da Republica oportunamente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de Gás Natural são os apresentados no Quadro 3-77, ascendendo a 1 170 milhares de euros.

Quadro 3-77 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|---------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{C,t}^{CVRk}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 997 |
| $\tilde{A}_{C,t}^{CVRk}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C,t}^{CVRk}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 1 |
| $\tilde{D}_{C,t}^{CVRk}$ | Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t | 38 |
| $CLI_{C,\infty}^{CVRk}$ | Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j , reportado ao início de cada período de regulação | 136 |
| $\Delta R_{C,t-2}^{CVRk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás t-2 | |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CVRk}$ | <p>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</p> $\tilde{R}_{C,t}^{CVRk} = \sum_j R_{C,t}^{CVRk} = \sum_j \left(\tilde{C}_{C,t}^{CVRk} + \tilde{A}_{C,t}^{CVRk} - \tilde{S}_{C,t}^{CVRk} + \tilde{D}_{C,t}^{CVRk} + CLI_{C,\infty}^{CVRk} - \Delta R_{C,t-2}^{CVRk} \right)$ | 1 170 |

3.7.2.9.6 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Beiragás, foi calculado de acordo com o artigo 76.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural que se apresentam no Quadro 3-78 ascendem a 16 654 milhares de euros, sendo 8 436 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 7 048 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 1 170 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-78 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Beiragás

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|-------------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 8 436 |
| $\tilde{R}_{RNTGN,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 7 048 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 1 170 |
| $\tilde{R}_{IVFC,t}^{CUR_k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{RNTGN,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | 16 654 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de 1%, correspondendo a um acréscimo de 160 milhares de euros, relativamente ao cenário base, sendo 136 milhares de euros, resultantes dos novos contratos de concessão que permitem uma remuneração de 4€ por cliente, 19 milhares de euros resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás natural e 5 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-79.

Quadro 3-79 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Beiragás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações ERSE | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | |
|-------------------------------|---|-------------------------|-----------------------------------|------------------|----------------------|------------------------------------|------------|-------------|
| | | Alterações legislativas | Custo de aquisição do gás natural | Taxa de inflação | | Valor | % | |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 8 416 | 0 | 19 | 0 | 8 436 | 19 | 0% |
| $\tilde{R}_{RNTGN,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 7 048 | 0 | 0 | 0 | 7 048 | 0 | 0% |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 1 029 | 136 | 0 | 5 | 1 170 | 140 | 14% |
| $\tilde{R}_{IVFC,t}^{CUR_k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{RNTGN,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | 16 494 | 136 | 19 | 5 | 16 654 | 160 | 1,0% |

3.8 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA DIANAGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE ÉVORA, S.A.

3.8.1 ACTIVIDADE

A Dianagás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A. (Dianagás) é uma sociedade que tem por objecto a distribuição de gás natural e outros gases combustíveis canalizados em regime de serviço público, incluindo a construção e exploração de redes locais autónomas de distribuição e o

aproveitamento dessas infra-estruturas e equipamentos para outras utilizações compatíveis, bem como o exercício de outras actividades directa ou indirectamente relacionadas.

A Dianagás foi constituída em 1999. Em 2001 iniciou a construção das infra-estruturas de distribuição e em 2002 a sua actividade comercial.

A esta empresa o Estado concedeu duas licenças para distribuição e fornecimento de gás natural pelo prazo de concessão de 20 anos, para os pólos de consumo de Évora e de Sines, tendo as mesmas sido assinadas, respectivamente em 16 de Julho e em 15 de Setembro de 2004.

De forma a concretizar a separação das actividades de distribuição e comercialização de gás natural, prevista no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, foi assinado em 26 de Julho de 2007, um contrato entre a Empresa e a Galp Gás Natural, S.A., relativo à transmissão dos activos regulados.

Em 31 de Dezembro de 2007, o capital encontrava-se totalmente realizado, sendo detido pela GDP – Distribuição, S.G.P.S., S.A., em 100%.

3.8.2 ANÁLISE DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Como foi referido anteriormente, os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural são aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Entendeu-se que esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento, e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao desenvolvimento das suas actividades. Desta forma, a Dianagás é abrangida por essa medida, o que não inviabiliza uma análise da evolução dos custos da empresa entre 2005 e o ano gás 2008-2009.

Nessa análise, dever-se-á ter em conta a dificuldade na comparabilidade dos valores entre os vários anos considerados. A análise apresentada de seguida, é efectuada aos custos operacionais deduzidos dos custos de aquisição de gás natural, de amortizações e de provisões.

Seguidamente é apresentado o Quadro 3-80 com a evolução dos custos de exploração da Dianagás.

Quadro 3-80 - Evolução dos custos operacionais e de exploraçãoUnidade:10³ EUR

| | | 2005 | 2006 | Variação % 06/05 | 2007 | Variação % 07/06 | Ano gás 2008-2009 | Variação anualizada % ano gás /07 |
|-----------------|----------------------------------|------------|------------|---------------------|------------|---------------------|----------------------|---|
| | FSE | 361 | 395 | 9% | 592 | 50% | 647 | 6% |
| | Custos com pessoal | 156 | 184 | 18% | 185 | 0% | 556 | 108% |
| | Impostos | 6 | 6 | 0% | 7 | 20% | 10 | 24% |
| | Outros custos operacionais | 66 | 19 | -71% | 9 | -51% | 8 | -10% |
| (A) | Total custos operacionais | 589 | 604 | 3% | 793 | 100% | 1 221 | 100% |
| (B) | Trabalhos para a própria empresa | 180 | 173 | -4% | 61 | -65% | 0 | -100% |
| (C) = (A) - (B) | Custos de exploração | 409 | 431 | 5% | 732 | 70% | 1 221 | 41% |

Fonte: Galp Energia

Através do quadro acima verificamos que os custos de exploração sofreram um aumento significativo de 2006 para 2007 de 70% e de 2007 para o ano gás 2008-2009 de 41%.

No que se refere aos fornecimentos e serviços externos estes sofreram um grande aumento entre 2006 e 2007, de cerca de 50%, enquanto que de 2005 para 2006 o aumento foi de 9% e de 2007 para o ano gás 2008-2009 de 6%.

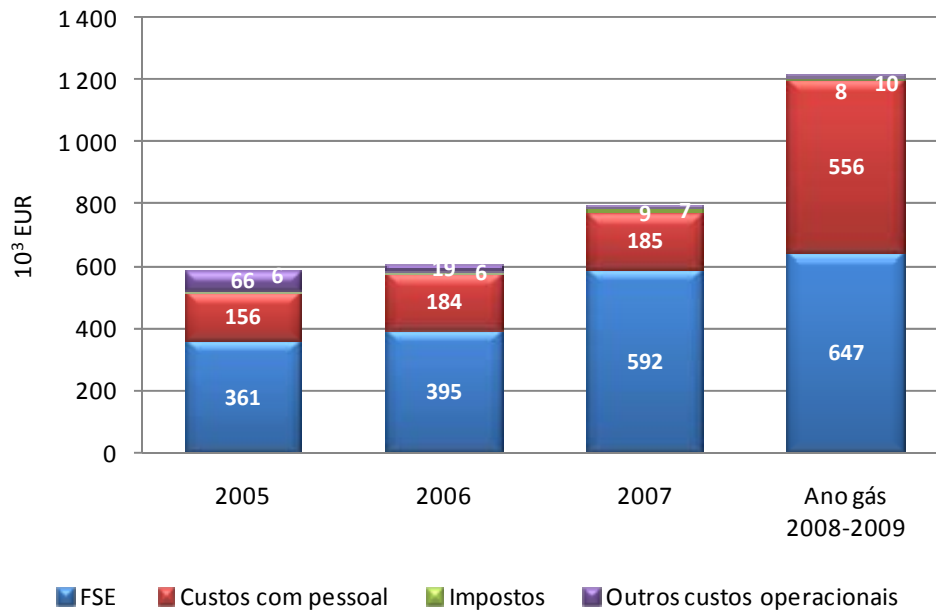
Os custos com pessoal tiveram um aumento notório do ano de 2007 para o ano gás 2008-2009 de cerca de 108%. Este acréscimo não se coaduna com a justificação enviada pela Galp em que refere que existiu uma transferência de Recursos Humanos para a GDP Serviços.

Esta evolução é ainda mais pouco razoável quando se verifica a evolução prevista para o número de efectivos. Em 2006 esse número era de 8, tendo diminuído para 7 em 2007 prevendo a empresa a sua manutenção para o ano gás 2008-2009.

Podemos também observar que os outros custos operacionais diminuíram em todos os anos passando de 66 milhares de euros em 2005 para 8 milhares de euros no ano gás 2008-2009.

A Figura 3-70 apresenta graficamente esta evolução dos custos.

Figura 3-70 - Evolução da estrutura dos custos operacionais



No Quadro 3-81 apresenta-se graficamente a discriminação dos fornecimentos e serviços externos.

Quadro 3-81 - Evolução dos Fornecimentos e serviços externos

Unidade:10³ EUR

| | 2005 | 2006 | Variação % 06/05 | 2007 | Variação % 07/06 | Ano gás 2008-2009 | Variação anualizada % ano gás /07 |
|--|------|------|---------------------|------|---------------------|----------------------|---|
| FSE | 361 | 395 | 9% | 592 | 50% | 647 | 6% |
| GDP Serviços | 0 | 0 | | 0 | | 257 | |
| <i>Shipping</i> | | | | | | 26 | |
| <i>Regulação</i> | | | | | | 24 | |
| <i>Serviços Técnicos</i> | | | | | | 12 | |
| <i>AQS</i> | | | | | | 1 | |
| <i>Desenvolvimento Negócio/Marketing</i> | | | | | | 12 | |
| <i>Gestão Ciclo Comercial</i> | | | | | | 93 | |
| <i>Apoio ao Cliente</i> | | | | | | 62 | |
| <i>Reorganização da UNGN</i> | | | | | | 18 | |
| <i>Planeamento e Controlo</i> | | | | | | 3 | |
| <i>Sistemas de Informação</i> | | | | | | 7 | |
| Serviços Galp Energia | 72 | 57 | -21% | 52 | -8% | 68 | 19% |
| Serviços Corporativos | 0 | 0 | | 42 | | 43 | 1% |
| Serviços GDPD | 25 | 26 | 5% | 9 | -67% | 0 | -100% |
| Serviços GDPD (Open SGC) | 0 | 0 | | 9 | | 0 | -100% |
| Serviços Galp Gás Natural | 0 | 0 | | 9 | | 0 | -100% |
| Outros FSE | 264 | 312 | 18% | 472 | 51% | 279 | -30% |
| <i>Conservação e Manutenção da Rede</i> | 19 | 20 | 4% | 22 | 9% | 25 | 10% |
| <i>Electricidade, Água e Combustíveis</i> | 18 | 15 | -17% | 19 | 28% | 26 | 24% |
| <i>Leituras</i> | 12 | 26 | 113% | 11 | -58% | 0 | -100% |
| <i>Rendas e Alugueres</i> | 43 | 50 | 18% | 48 | -4% | 62 | 18% |
| <i>Atendimento a Clientes</i> | 0 | 0 | | 0 | | 0 | |
| <i>Assistência Técnica a Clientes</i> | 1 | 0 | -100% | 0 | | 0 | |
| <i>Religiões (custo CURR cobrado pela ORD)</i> | | | | | | 0 | |
| <i>Comunicação</i> | 23 | 28 | 19% | 27 | -3% | 18 | -23% |
| <i>Seguros</i> | 6 | 9 | 46% | 11 | 26% | 7 | -29% |
| <i>Marketing e Publicidade</i> | 29 | 26 | -10% | 20 | -25% | 23 | 11% |
| <i>Limpeza e Segurança</i> | 1 | 1 | -12% | 1 | 60% | 4 | 84% |
| <i>Angariações</i> | | | | | | | |
| <i>Serviços Informáticos</i> | 0 | 2 | | 7 | 386% | 7 | 0% |
| Outros | 111 | 135 | 21% | 304 | 125% | 106 | -50% |
| Cedência de Pessoal | 22 | 101 | 350% | 167 | 66% | 0 | -100% |

Fonte: Galp Energia

Em 2007, o crescimento na rubrica de fornecimentos e serviços externos justifica-se essencialmente pelo aumento da subrubrica de “Outros FSE”, que passou de 312 milhares de euros em 2006 para 472 milhares de euros em 2007, representando um aumento de 51%. O que fez crescer mais esta rubrica neste ano foram os Serviços Informáticos, a Cedência de Pessoal e os Outros (não especificado). De referir que a rubrica Cedência de Pessoal decresceu 100% de 2007 para o ano gás 2008-2009, ou seja, não se encontra previsto nenhum valor para esse ano.

O aumento de FSE de 2007 para o ano gás 2008-2009 de 6% deveu-se essencialmente ao aumento de 257 milhares de euros na rubrica GDP Serviços, rubrica que surge pela primeira vez nas contas da empresa.

A evolução do peso dos custos operacionais de exploração da Dianagás apresenta-se no Quadro 3-82.

Quadro 3-82 - Evolução da estrutura dos custos de exploração

| | Peso dos custos 06 | Peso dos custos 07 | Peso dos custos 08/09 |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|
| FSE | 65% | 75% | 53% |
| Custos com pessoal | 30% | 23% | 46% |
| Impostos | 1% | 1% | 1% |
| Outros custos operacionais | 3% | 1% | 1% |
| Total custos operacionais | 100% | 100% | 100% |

Fonte: Galp Energia

Como se pode verificar, o peso dos fornecimentos e serviços externos aumentou de 2006 para 2007, em consonância com o aumento significativo de 51% anteriormente referido. No ano gás 2008-2009, a empresa prevê que estes custos representem 53% do total de custos operacionais, diminuindo o seu peso relativamente ao ano de 2007 (75%).

Os custos com pessoal representavam cerca de 30% em 2006, tendo passado para 23% em 2007 enquanto que em 2008-2009 crescem para 46%. A empresa não justifica esta evolução tanto mais que, como observado anteriormente, existe um recurso acrescido através de serviços prestados pela recém criada GDP Serviços.

No Quadro 3-83 analisa-se a evolução dos custos unitários desde o ano 2005 ao ano gás 2008-2009.

Quadro 3-83 - Custos de exploração unitários

| | 2005 | 2006 | Variação % 05/06 | 2007 | Variação % 06/07 | Ano gás 2008-2009 | Variação % 07 /ano gás anualizada |
|--|-------|-------|------------------|-------|------------------|-------------------|-----------------------------------|
| Custos operacionais de exploração | 409 | 431 | 5% | 732 | 70% | 1 221 | 41% |
| Número de clientes | 1 459 | 2 197 | 51% | 2 893 | 32% | 4 471 | 34% |
| Custos operacionais por cliente (€/cliente) | 280 | 196 | -30% | 253 | 29% | 273 | 5% |

Unidade:10³ EUR

Fonte: Galp Energia

Verificamos que o custo unitário por cliente diminuiu entre 2005 para 2006 cerca de 30%, enquanto que no ano seguinte verifica-se um aumento significativo, uma vez que os custos totais apresentam um crescimento superior ao crescimento do número de clientes. Para o ano gás 2008-2009, a empresa prevê um crescimento de cerca de 5% nos custos de exploração por cliente.

3.8.3 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E RNDGN

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pela Dianagás. Tendo a ERSE procedido às seguintes alterações:

- a) Por imposição legislativa (Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro), conforme referido anteriormente, os contadores foram retirados da base de activos regulados, bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações);
- b) Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos CUR e das empresas de rede (Distribuidoras e REN), assumiram-se como válidas as previsões dos CURr e CURg. Por outro lado, definiu-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiram-se estas quantidades preservando a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007 no que respeita ao crescimento natural dos consumos. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas 3 maiores distribuidoras, não afectando, portanto, a Dianagás.

Assim para os distribuidores regionais, as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos CURr, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo CURG e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007. No caso da Dianagás, foram alteradas as quantidades de gás natural propostas pela Dianagás, para o ano gás 2008-2009, de 72 GWh para 67 GWh¹⁰, aplicando-se a mesma proporção para os 20 anos da licença de distribuição¹⁰;

- c) As taxas de inflação consideradas pela Dianagás, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já referido anteriormente.

3.8.3.1 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa UGS, são apresentados no Quadro 3-84.

¹⁰ Embora a licença de distribuição esteja ainda em fase de renegociação, a empresa considerou o período máximo previsto no Decteto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

Quadro 3-84 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORDk}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 17 |
| $\Delta_{UGS,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | 0 |
| i_{t-1}^p | 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 |
| $\tilde{P}_{UGS,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t $\tilde{P}_{UGS,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORDk} - \Delta_{UGS,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^p}{100}\right)^2$ | 17 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 17 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.8.3.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68.º do Regulamento Tarifário.

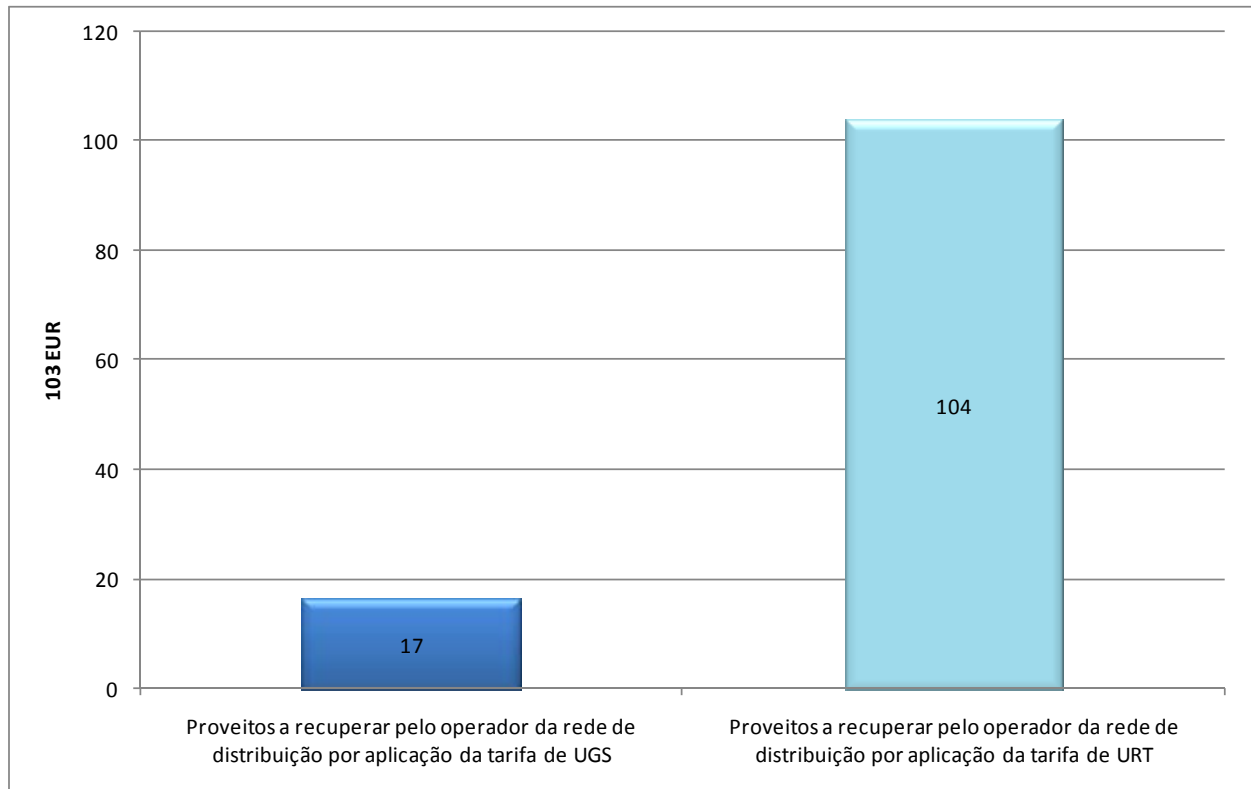
Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), são apresentados no Quadro 3-85.

Quadro 3-85 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{URT,t}^{ORDk}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 104 |
| $\Delta_{URT,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | 0 |
| i_{t-1}^p | 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 |
| $\tilde{P}_{URT,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t $\tilde{P}_{URT,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{URT,t}^{ORDk} - \Delta_{URT,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^p}{100}\right)^2$ | 104 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 104 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-71 ilustra os proveitos permitidos da Dianagás com a recuperação dos custos do operador da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-71 - Proveitos a recuperar através da aplicação das tarifas de UGS e URT

3.8.3.3 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição foram tidos em consideração os pressupostos mencionados anteriormente para os operadores da rede de Distribuição em geral. Neste sentido, procedeu-se à alteração das taxas de inflação, os contadores foram retirados da base de activos regulados, de acordo com a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, foram alteradas as quantidades de gás natural previstas ao longo do período da concessão. Todos os custos de exploração da Dianagás, foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas.

3.8.3.3.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-86 apresenta-se os valores de custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

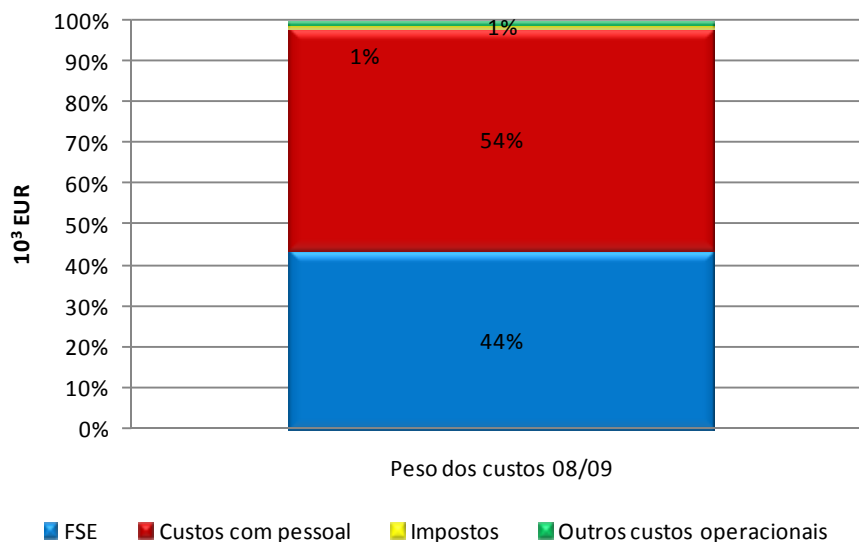
Quadro 3-86 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008 - 2009 | Peso dos custos 08/09 |
|-----------------------------|------------------------|--------------------------|
| FSE | 456 | 44% |
| Custos com pessoal | 563 | 54% |
| Impostos | 10 | 1% |
| Outros custos operacionais | 8 | 1% |
| Custos de exploração | 1 037 | 100% |

Verificamos, da análise ao quadro acima, que os agregados com peso mais significativo ao nível dos custos de exploração são os fornecimentos e serviços externos (FSE) e os custos com pessoal. Estes representam na sua totalidade 98% dos custos de exploração da Dianagás.

A Figura 3-72 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da actividade.

Figura 3-72 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural

3.8.3.3.2 CUSTO COM CAPITAL

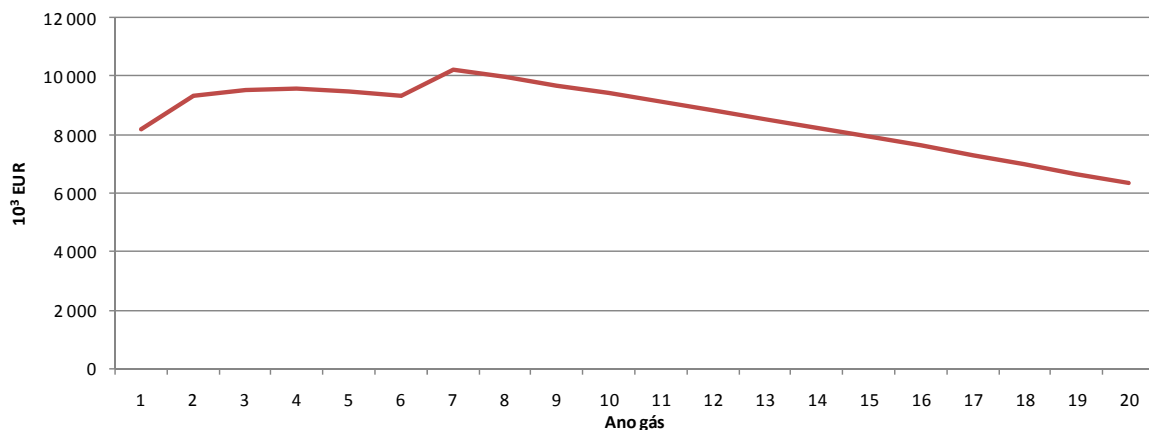
O valor, tal como referido anteriormente, foi determinado considerando o valor de activos a remunerar, dos imobilizados não financeiros em exploração, deduzido de amortizações e de participações ao investimento. Não são considerados para efeitos de regulação os imobilizados em curso, sendo os novos

investimentos remunerados a partir do momento em que são transferidos para exploração. Adicionalmente, tal como já referido foram deduzidos à base de activos para remuneração os valores referentes a contadores.

A informação enviada pela Dianagás evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer durante os 20 anos da licença de exploração. Para além das participações anteriormente recebidas, a Dianagás não prevê o recebimento de novas participações ao investimento ao longo do período de duração da licença de exploração. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, para cada um dos anos da licença de exploração.

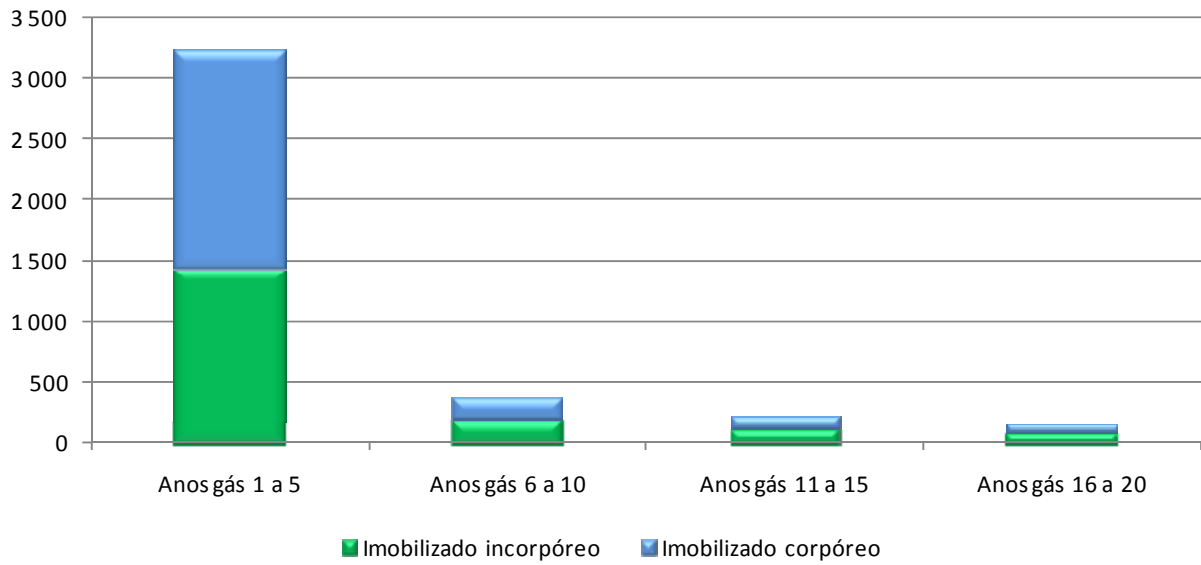
A Figura 3-73 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 20 anos da licença.

Figura 3-73 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da Dianagás para o período da licença ascende a cerca de 4,1 milhões de euros, distribuídos ao longo do período da licença conforme é evidenciado na Figura 3-74.

Figura 3-74 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural



No Quadro 3-87 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a actividade de Distribuição de gás natural aceite para tarifas do ano gás 2008-2009.

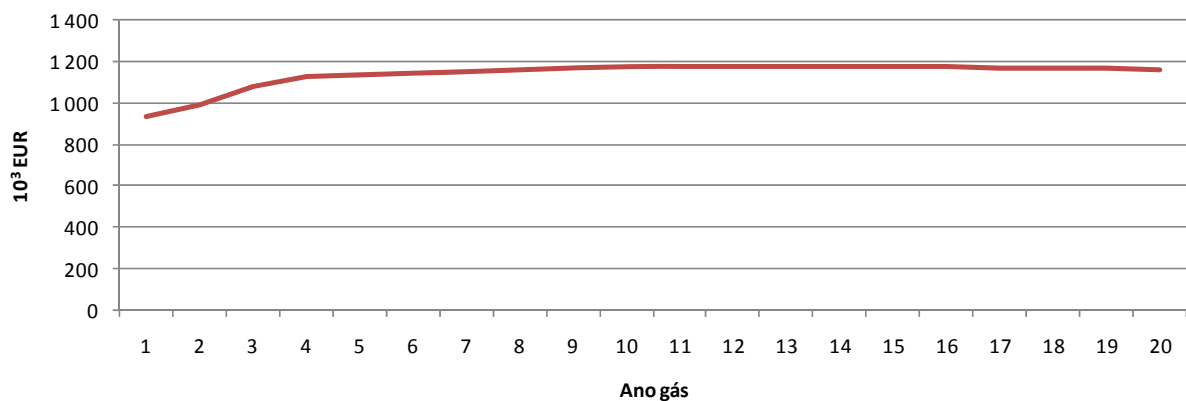
Quadro 3-87 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008 - 2009 | Peso % |
|------------------|--|------------------------|------------|
| 1=2+4 | Imobilizado Líquido | 11 646 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 1 417 | 12% |
| | Reconversão de consumos para gás natural | 1 222 | 10% |
| 3 | Imobilizado em curso | 196 | 2% |
| 4 | Imobilizado Corpóreo | 10 229 | 88% |
| | Terrenos e recursos naturais | 42 | 0% |
| | Edifícios e outras construções | 218 | 2% |
| | Equipamento básico | 8 560 | 74% |
| | Equipamento de transporte | 1 | 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 1 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 14 | 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 5 | 0% |
| 5 | Imobilizado em curso | 1 387 | 12% |
| 6 | Comparticipações Líquidas | 1 842 | 16% |
| 7=1-3-5-6 | Imobilizado líquido a remunerar | 8 222 | 71% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 937 milhares de euros correspondendo a 48% do total dos proveitos permitidos a actividade de Distribuição de gás natural.

A Figura 3-75 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural, da Dianagás para o período de 20 anos da licença de distribuição.

Figura 3-75 - Custo com capital da actividade de Distribuição de gás natural da Dianagás no período da licença

3.8.3.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural da Dianagás para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69.º do Regulamento Tarifário.

O valor dos proveitos permitidos ascende a 1 973 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 3-88.

Quadro 3-88 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 937 |
| $\tilde{C}_{E,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 1 036 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 0 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | |
| 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 |
| $\Delta R_{VED,t-2}^{OZDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | |
| $\tilde{R}_{VED,t}^{OZDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 1 973 |
| $\tilde{R}_{VED,t}^{OZDk} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{C}_{E,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{VED,t-2}^{OZDk}$ | | |

3.8.3.4 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN DA DIANAGÁS

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Dianagás, foi calculado de acordo com o artigo 66.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos ascendem a 2 094 milhares de euros, sendo 17 milhares de euros resultantes da aplicação das tarifas de UGS, 104 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de URT e 1 973 milhares de euros da actividade de Distribuição. Tal é possível visualizar no Quadro 3-89.

Quadro 3-89 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Dianagás

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{F}_{VGS,t}^{ORD}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 17 |
| $\tilde{F}_{VRT,t}^{ORD}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 104 |
| $\tilde{F}_{VZD,t}^{ORD}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 1 973 |
| $\tilde{F}_{MEND,t}^{ORD}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t $\tilde{F}_{MEND,t}^{ORD} = \tilde{F}_{VGS,t}^{ORD} + \tilde{F}_{VRT,t}^{ORD} + \tilde{F}_{VZD,t}^{ORD}$ | 2 094 |

As alterações já referidas anteriormente tiveram um impacte nos proveitos permitidos relativamente à proposta apresentada pela empresa de -11 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores, e de 11 milhares de euros, resultantes da alteração das taxas de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-90.

Quadro 3-90 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Dianagás

| | Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações ERSE | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | |
|-----------------------------------|--------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|------------------|-------------------|------------------------------------|-------------|---|
| | | | Contadores | Quantidades gás natural | Taxa de inflação | | Custos de exploração | Valor | % |
| | | | | | | | | | |
| Tarifa de UGS | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0,0% | |
| Tarifa de URT | 104 | 0 | 0 | 0 | 0 | 104 | 0 | 0,0% | |
| Distribuição | 1974 | -11 | 0 | 11 | 0 | 1.973 | -1 | 0,0% | |
| Actividade de Distribuição | 2.094 | -11 | 0 | 11 | 0 | 2.094 | -1 | 0,0% | |

3.8.4 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Dianagás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Como custo unitário de aquisição de gás natural ao comercializador de último recurso grossista foi considerado o valor de 2,153 cent€/kWh. Este preço inclui para além do custo do gás natural, custos com a utilização de infra-estruturas de acesso do terminal de GNL, das instalações de armazenamento subterrâneo e outros custos de funcionamento daqueles comercializadores.
- b) Taxas de inflação consideradas pela Dianagás, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já referido anteriormente.

3.8.4.1 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, para a função de Compra e Venda de gás natural, são apresentados no Quadro 3-91.

Quadro 3-91 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|------------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 1 453 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CUR}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRAR,t}^{CUR}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CUR}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{ER,t-1}^{CUR}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1 | 0 |
| ΔR_{CPGN-2}^{CUR} | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária | 0 |
| $\Delta R_{TYCF,t-2}^{CUR}$ | Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas | 0 |
| $\tilde{R}_{CPGN,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, previstos para o ano gás t | 1 453 |
| | $\tilde{R}_{CPGN,t}^{CUR} = \tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CUR} + \tilde{C}_{UTRAR,t}^{CUR} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CUR} - \Delta R_{ER,t-1}^{CUR} - \Delta R_{CPGN,t-2}^{CUR} - \Delta R_{TYCF,t-2}^{CUR}$ | |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 1 453 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do preço médio de 2,153 cent€/kWh às quantidades de gás natural consideradas pela ERSE, a adquirir pela Dianagás de 67 492 MWh.

A Dianagás não apresentou qualquer outro tipo de custo ao nível desta função.

3.8.4.2 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição entre os respectivos operadores e o comercializador de último recurso. Os proveitos a recuperar por aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes do Comercializador do Último Recurso retalhista são posteriormente transferidos para o Operador de Rede de Transporte. Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa da URD são transferidos para o Operador da Rede de Distribuição.

O Quadro 3-92 apresenta o valor apurado para os proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN da Dianagás, calculados de acordo com o artigo 78.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 3-92 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 17 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 104 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 821 |
| $\tilde{R}_{ARNID,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARNID,t}^{CUR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | 941 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 941 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

3.8.4.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.8.4.3.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Os custos de exploração da Dianagás para a função de Comercialização de gás natural no ano gás 2008-2009 referem-se unicamente a FSE e ascendem a 194 milhares de euros. Esta situação resulta do facto da actividade de Comercialização de gás natural não ter pessoal afecto directamente, sendo os trabalhos assegurados por prestadores de serviços e os respectivos custos classificados em FSE.

3.8.4.3.2 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de comercialização de gás natural.

3.8.4.3.3 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente.

O valor de comercialização ascende a 6 milhares de euros.

3.8.4.3.4 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da função comercialização de gás natural da Dianagás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com a nova fórmula de regulação recentemente revista e constante do artigo 79.º do Regulamento Tarifário. Em anexo apresenta-se o novo articulado a integrar no Regulamento Tarifário a publicar em Diário da Republica oportunamente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-93, ascendendo a 200 milhares de euros.

Quadro 3-93 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ⁵ EUR |
|----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}E_{C_j,t}^{CUR}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 194 |
| $\tilde{Am}_{C_j,t}^{CUR}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C_j,t}^{CUR}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{C_j,t}^{CUR}$ | Margem de comercialização | 6 |
| $CLI_{C_j,t}^{CUR}$ | Proveitos adicionais relativo ao número de clientes, estabelecido na licença de comercialização | 0 |
| $\Delta R_{C_j,t-2}^{CUR}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | 0 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{C,t}^{CUR} = \sum_j \tilde{R}_{C_j,t}^{CUR} = \sum_j \left(\tilde{C}E_{C_j,t}^{CUR} + \tilde{Am}_{C_j,t}^{CUR} - \tilde{S}_{C_j,t}^{CUR} + \tilde{D}_{C_j,t}^{CUR} + CLI_{C_j,t}^{CUR} - \Delta R_{C_j,t-2}^{CUR} \right)$ | 200 |

3.8.4.4 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Dianagás, foi calculado de acordo com o artigo 76.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, apresentados no Quadro 3-94 ascendem a 2 594 milhares de euros, sendo 1 453 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 941 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 200 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-94 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Dianagás

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|-------------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 1 453 |
| $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 941 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 200 |
| $\tilde{R}_{IVFC,t}^{CUR_k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{ARNTD,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | 2 594 |

As alterações referidas anteriormente, tiveram o impacte nos proveitos permitidos de +0,2%, correspondendo a um acréscimo de 4 milhares de euros resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás, e 1 milhar de euro resultante da alteração das taxas de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-95.

Quadro 3-95 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Dianagás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações da ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|---|--------------|-----------------------------------|------------------|----------------------|------------------------------------|-------------|
| | | Custo de aquisição do gás natural | Taxa de inflação | | Valor | % |
| Compra e venda de gás | 1.450 | 4 | 0 | 1.453 | 4 | 0,2% |
| Compra e venda de acessos | 941 | 0 | 0 | 941 | 0 | 0,0% |
| Comercialização | 199 | 0 | 1 | 200 | 1 | 0,5% |
| Actividade de comercialização de gás natural | 2.590 | 4 | 1 | 2.594 | 4 | 0,2% |

3.9 Actividades desenvolvidas pela Dourogás – Companhia Produtora e Distribuidora de Gás, S.A.

3.9.1 ACTIVIDADE

Em 2004, a Dourogás - Companhia Produtora e Distribuidora de Gás, S.A. (Dourogás), obtêm o diferimento da candidatura à distribuição de gás natural, tendo desde logo procedido a investimentos que

permitissem operar nos cinco pólos para os quais obteve o licenciamento. Em 2005, a Empresa prosseguiu a sua estratégia de desenvolvimento do projecto de fornecimento de gás natural, com especial incidência nos Pólos de Mirandela, Macedo de Cavaleiros, Ponte da Barca e Arcos de Valdevez.

Em Mirandela foi construída a Unidade Autónoma de Gaseificação (UAG), 10 km de rede urbana, e iniciou-se a conversão e reconversão de fogos para gás natural (GN).

No Pólo de Macedo de Cavaleiros foi construída a UAG e procedeu-se à ampliação da rede urbana em 11km. No final de 2005, a cobertura de gás canalizado (GN e Propano) cobria 90% do mercado.

Nos restantes Pólos iniciaram-se as aquisições/negociações de terrenos para a construção de UAG's, bem como os trabalhos de construção das mesmas, como é o caso de Arcos de Valdevez. Aqui procedeu-se também à execução de alguns km de rede.

Em 2006, a Dourogás com vista a concentrar a organização para o negócio do gás natural, efectuou a venda da participação de detinha na Duriensegás, operação que resultou num encaixe financeiro apreciável. Neste ano a empresa iniciou a exploração comercial das redes de distribuição de gás natural de Arcos de Valdevez e de Ponte da Barca. Tiveram, também, início os trabalhos de construção das UAG's em Póvoa de Lanhoso e Peso da Régua, a par da construção das redes de distribuição e angariação de clientes.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, foram especificados os princípios gerais relativos à organização do Sistema Nacional de Gás Natural, que haviam sido aprovados pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro.

A Dourogás exerce as actividades de distribuição e comercialização de gás natural e não detendo à data um número de clientes superior a 100 000, não incorreu na necessidade de proceder à separação jurídica das actividades, havendo unicamente separação contabilística.

3.9.2 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Como foi referido anteriormente, os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural são aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Entendeu-se que esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento, e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao

desenvolvimento das suas actividades. Desta forma a Dourogás é abrangida por essa medida, o que não inviabiliza uma análise da evolução dos custos da empresa entre 2005 e o ano gás 2008-2009.

3.9.3 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS APRESENTADOS PELA DOUROGÁS

A análise é efectuada teve em consideração os custos operacionais, tendo para o efeito sido deduzidos aos custos operacionais totais os trabalhos para a própria empresa (TPE) imputados a fornecimentos e serviços externos (FSE) e a custos com pessoal. Nesta base, a empresa apresenta um acréscimo dos custos de exploração de cerca de 25%, quando se comparam os valores de 2007 com os valores previstos para o ano gás 2008-2009. Em valor absoluto o acréscimo é de cerca de 299 milhares de euros.

Na projecção dos custos operacionais para o ano gás 2008-2009, a Dourogás utilizou vários critérios tendo em conta as naturezas e agregados de custos, tendo apresentado com grande detalhe todos os cálculos efectuados.

Assim ao nível dos FSE, foram identificados agregados de custos fixos e variáveis, aos quais, foram aplicados, em função da sua natureza, os seguintes critérios:

- taxa de inflação;
- evolução do custo unitário (€/kWh);
- custo por colaborador;
- custo por viatura.

Ao nível dos custos com pessoal foram considerados os seguintes critérios de cálculo dos custos estimados:

- taxa de crescimento salarial em linha com a inflação acrescida de 2%;
- evolução dos efectivos (admissão de 3 colaboradores);

Para o cálculo dos impostos e dos outros custos operacionais foi aplicada a inflação considerada para o período em referência.

No Quadro 3-96 apresenta-se uma comparação entre as principais rubricas dos custos operacionais conforme descritos acima, relativamente aos anos de 2005 a 2008-2009 (em milhares de euros).

Quadro 3-96 - Evolução dos custos operacionais

Unidade: 10³ EUR

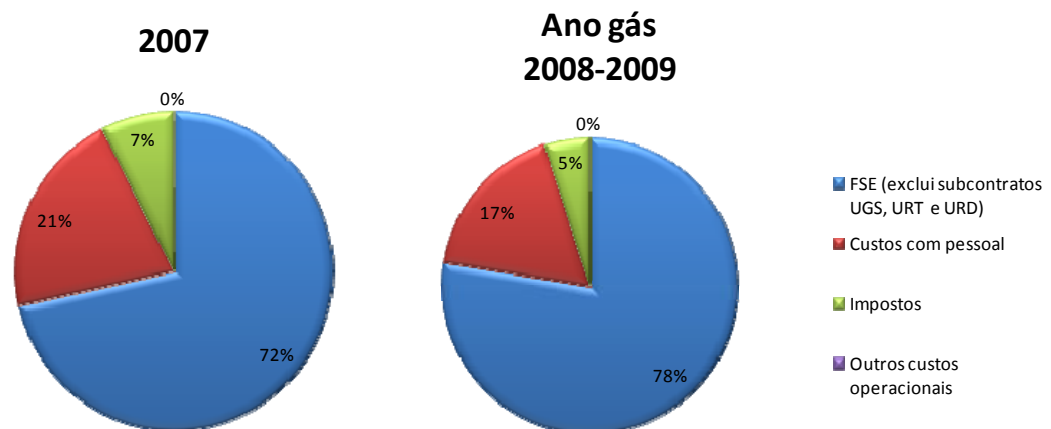
| Rubrica | Dourogás | | | | | | | | |
|---|------------|--------------|----------------------------|--------------|----------------------------|----------------------|-------------------------|---|---------------------------------|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Estrutura percentual | Variação 2008-2009/ 2007 valor | Variação 2008-2009/2007 % |
| FSE (exclui subcontratos UGS, URT e URD) ¹ | 356 | 935 | 163% | 871 | -7% | 1 176 | 77,6 | 305 | 35% |
| Custos com pessoal ¹ | 119 | 237 | 98% | 255 | 8% | 265 | 17,5 | 10 | 4% |
| Impostos | 33 | 42 | 27% | 90 | 115% | 75 | 4,9 | -15 | -17% |
| Outros custos operacionais | 1 | 1 | 0% | 1 | -44% | 0 | 0,0 | -1 | -100% |
| Total custos operacionais sem aquisição de gás natural, amortizações e provisões | 509 | 1 215 | 139% | 1 217 | 0% | 1 516 | 100 | 299 | 25% |

(1) Valores líquidos de Trabalhos para a Própria Empresa. No ano de 2005 o valor dos TPE no total de 209 milhares de euros, foi repartido pelas rubricas de FSE e de Custos com pessoal proporcionalmente ao peso de cada uma das contas.

A variação acima referida deve-se, essencialmente, ao acréscimo verificado ao nível dos FSE, em 35%, ascendendo a 305 milhares de euros, e dos custos com pessoal em 4%. As restantes naturezas de custos apresentam reduções, não sendo no entanto significativas face ao peso dessas rubricas no total dos custos operacionais.

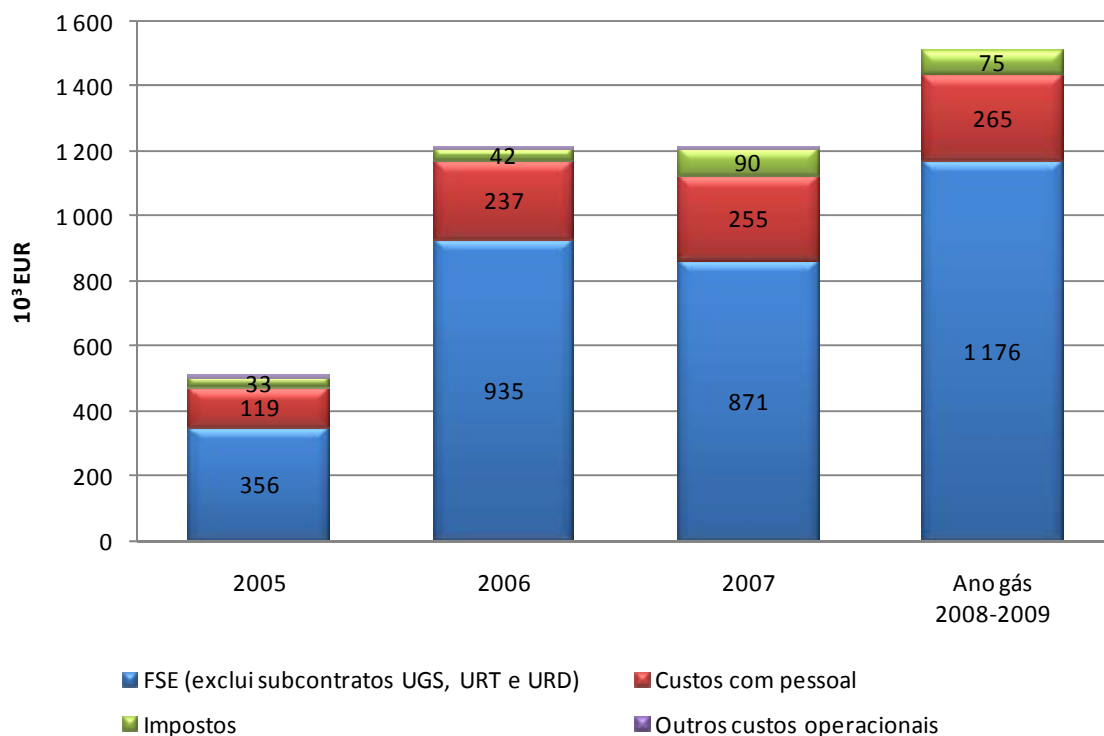
A estrutura percentual dos custos operacionais do ano de 2007 e do ano gás 2008-2009 é a que se apresenta na Figura 3-76.

Figura 3-76 - Evolução da estrutura percentual dos custos operacionais



Verifica-se um aumento do peso dos FSE em 6%, a par duma redução de 4% dos custos com pessoal e dos impostos em 2%. Esta redução verificada no peso dos custos com pessoal deve-se sobretudo à imputação de cerca de 373 milhares de euros a TPE.

A Figura 3-77 mostra a evolução da estrutura dos custos operacionais desde 2005 ao ano gás 2008-2009.

Figura 3-77 - Evolução da estrutura percentual dos custos operacionais

Os custos operacionais líquidos de TPE crescem substancialmente entre 2005 e 2006 estabilizando no ano de 2007. Entre 2007 e o ano gás 2008-2009, verifica-se um acréscimo sobretudo ao nível dos FSE. Nesta análise ter-se-á em conta que a actividade da Dourogás tem crescido substancialmente ao longo dos últimos anos, com um crescimento dos clientes de 140% entre 2006 e 2007, e de 62,4% entre 2007 e a estimativa para o final do ano gás 2008-2009. Neste período, a empresa previa que o número de clientes deverá passar de 2 040 em 2007, para 7 964 no final do 1.º semestre de 2009.

No Quadro 3-97 analisamos a evolução dos custos operacionais unitários em valor e em percentagem.

Quadro 3-97 - Custos operacionais unitários

| | 2005 | 2006 | 2007 | Ano gás 2008-2009 |
|--|------|--------|--------|-------------------|
| Custos operacionais (sem amort, prov., custo aquisição gn) (10 ³ €) | 509 | 1 215 | 1 217 | 1 516 |
| Varição do custo total (%) | | 138,7% | 0,1% | 24,6% |
| Número de clientes | | 2 040 | 4 905 | 7 964 |
| Varição do número de clientes (%) | | | 140,4% | 62,4% |
| Custo unitário FSE+CP+Imp+Outros (€) | | 596 | 248 | 190 |
| Varição do custo unitário (%) | | | -58,4% | -23,3% |

O custo unitário do agregado “FSE+CP+Imp+OCO” passa de 596 €/cliente em 2006 para cerca de 190 €/cliente no ano gás 2008-2009.

3.9.4 PROVEITOS PERMITIDOS

3.9.4.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pela Dourogás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Por imposições legislativas (Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro), conforme referido anteriormente, foram deduzidos à base de activos regulados os valores associados a contadores bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações);
- b) Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos comercializadores de último recurso e das empresas de rede (Distribuidoras e REN), assumiram-se como válidas as previsões dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) e do comercializador de último recurso grossista (CURg). Por outro lado, definiu-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiram-se estas quantidades preservando a estrutura do balanço de gás natural de $t-2$ no que respeita ao crescimento natural dos consumos. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas 3 maiores distribuidoras, não afectando, portanto, a Dourogás.

Assim para os distribuidores regionais, as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos CURr, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo CURg e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural de $t-2$. No caso da Dourogás, foram alteradas as quantidades de gás natural propostas pela empresa, para o ano gás 2008-2009, de 8 788 milhares de m³ para 9 066 milhares de m³, aplicando-se a mesma proporção para os 20 anos da licença de distribuição¹¹;

- c) Taxas de inflação consideradas pela Dourogás, de 2,4% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para os para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, tendo em conta que a ERSE utilizou para efeito de cálculo dos proveitos permitidos o deflator do PIB.

¹¹ Embora a licença de distribuição esteja ainda em fase de renegociação, a empresa considerou o período máximo previsto no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

3.9.4.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), são apresentados no Quadro 3-98.

Quadro 3-98 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|------------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 26 |
| $\Delta N_{UGS,t-2}^{ORD_k}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | |
| 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 |
| $\tilde{P}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 26 |
| | $\tilde{P}_{UGS,t}^{ORD_k} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORD_k} - \Delta N_{UGS,t-2}^{ORD_k} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 26 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.9.4.3 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), são apresentados no Quadro 3-99.

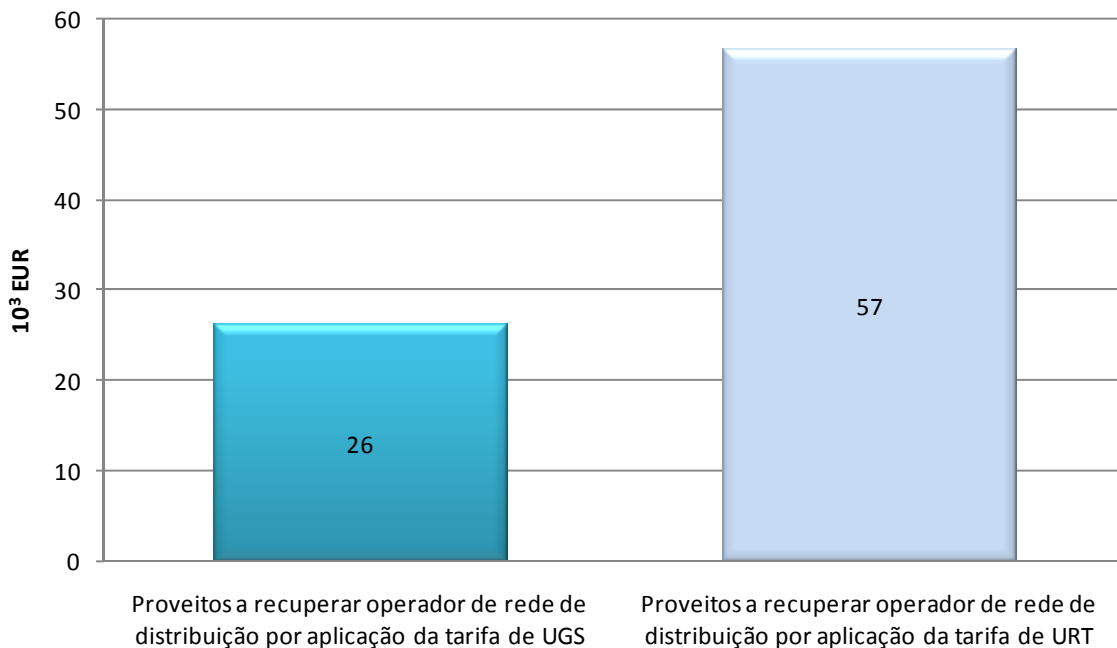
Quadro 3-99 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UR,t}^{ORDk}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 57 |
| $\Delta R_{UR,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | |
| 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 |
| $\tilde{R}_{UR,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{UR,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{UR,t}^{ORDk} - \Delta R_{UR,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 57 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 57 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-78 ilustra os proveitos permitidos da Dourogás com a recuperação dos custos do operador da rede distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-78 - Proveitos a recuperar



3.9.4.4 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.9.4.4.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-100 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

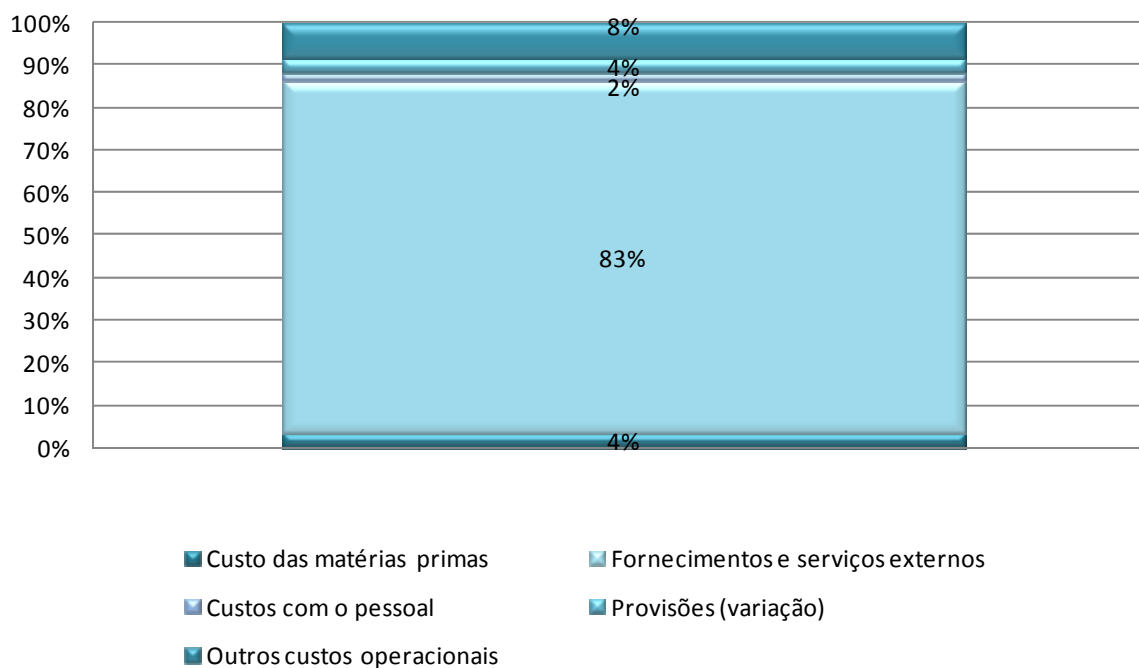
Quadro 3-100 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás naturalUnidade: 10³ EUR

| | Tarifas 2º sem 08 - 1ºsem 09 | | | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|---------------------------------|------------|------------------------------------|-------------------------|
| | Custos totais (1) | TPE (2) | Custos de exploração (1)-(2) | |
| Custo das matérias primas | 32 | | 32 | 4% |
| Fornecimentos e serviços externos | 1 075 | 318 | 757 | 83% |
| Custos com o pessoal | 392 | 374 | 18 | 2% |
| Provisões (variação) | 32 | | 32 | 4% |
| Outros custos operacionais | 76 | | 76 | 8% |
| Custos de exploração | 1 608 | 693 | 915 | 100% |

Dos custos totais apresentados pela Dourogás, no montante de 1 608 milhares de euros, foram deduzidos 693 milhares de euros referentes a trabalhos para a própria empresa, sendo 318 milhares de euros de FSE e 374 milhares de euros de custos com pessoal. Da análise ao quadro verifica-se que os custos de exploração ascendem a 915 milhares de euros, sendo o agregado com peso mais significativo os FSE, que representam na sua totalidade 83%.

A Figura 3-79 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da actividade.

Figura 3-79 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural



FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Como foi referido anteriormente, os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, representando 83%. Refira-se que do total dos fornecimentos e serviços externos apresentados pela Dourogás, que ascende a 1 075 milhares de euros, há uma parcela de 318 milhares de euros, referente a trabalhos para a própria empresa, que foi deduzida da base de custos aceites.

CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal apresentados para o ano gás 2008-2009, no montante de 392 milhares de euros foram imputados, quase na totalidade a trabalhos para a própria empresa. Desta forma, a componente de exploração dos custos com pessoal, totaliza 18 milhares de euros.

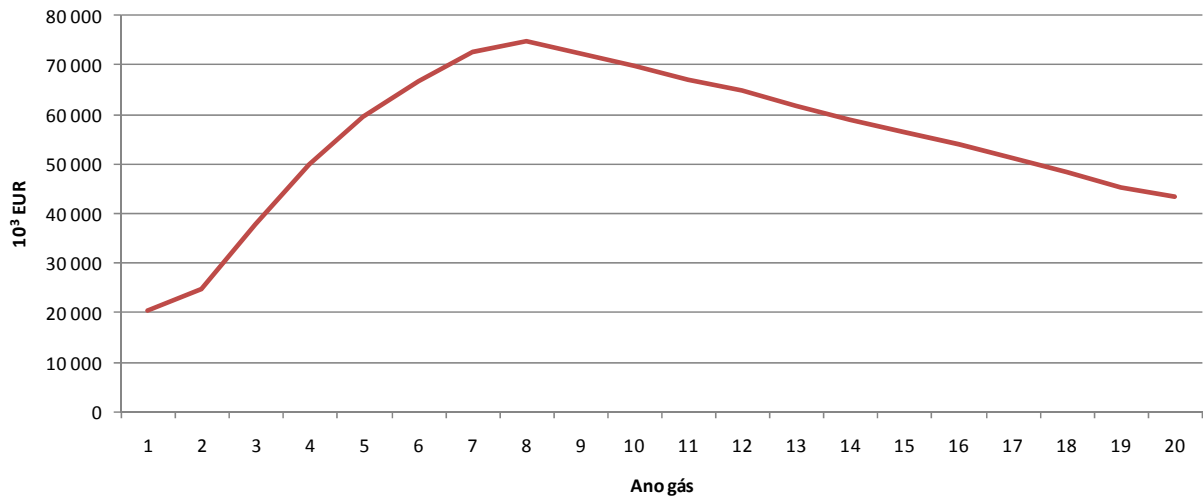
3.9.4.4.2 CUSTO COM CAPITAL

O valor do custo com capital, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor de activos, 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 considerados para efeito de custo com capital a partir do momento em que são transferidos para exploração.

A informação enviada pela Dourogás evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos e as participações ao investimento, a ocorrer durante os 20 anos da licença. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, e das participações ao investimento, apresentadas para cada um dos anos.

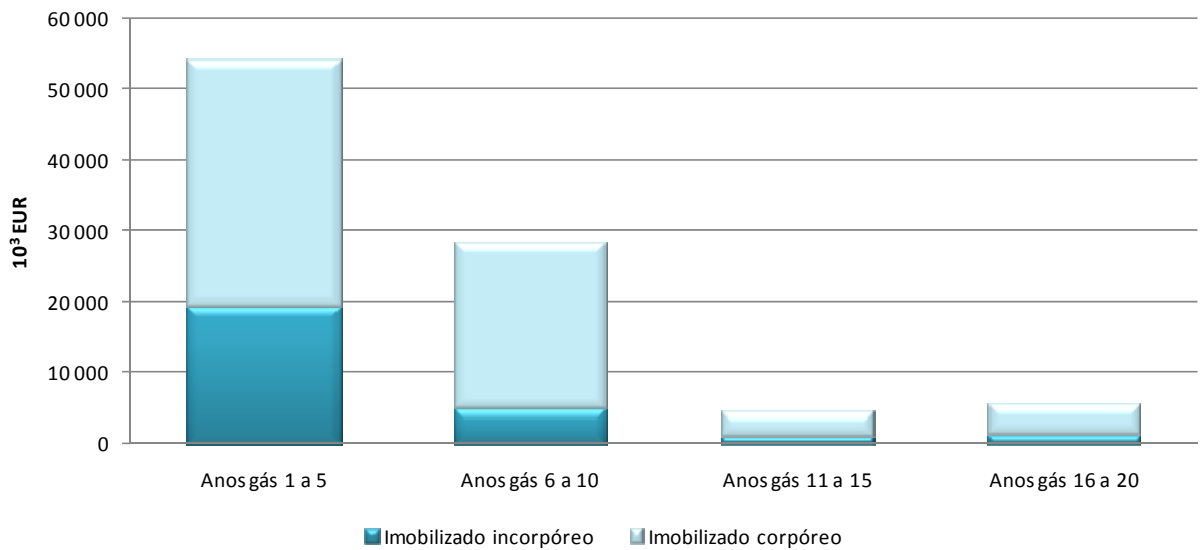
A Figura 3-80 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 20 anos da licença de concessão.

Figura 3-80 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da Dourogás para o período da licença, deduzido dos valores dos contadores, de acordo com a Lei n.º 12/2008, ascende a cerca de 97 milhões de euros, distribuídos ao longo do período conforme evidenciado na Figura 3-81.

Figura 3-81 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural



No Quadro 3-101 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a actividade de Distribuição de gás natural.

**Quadro 3-101 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de
Distribuição de gás natural**

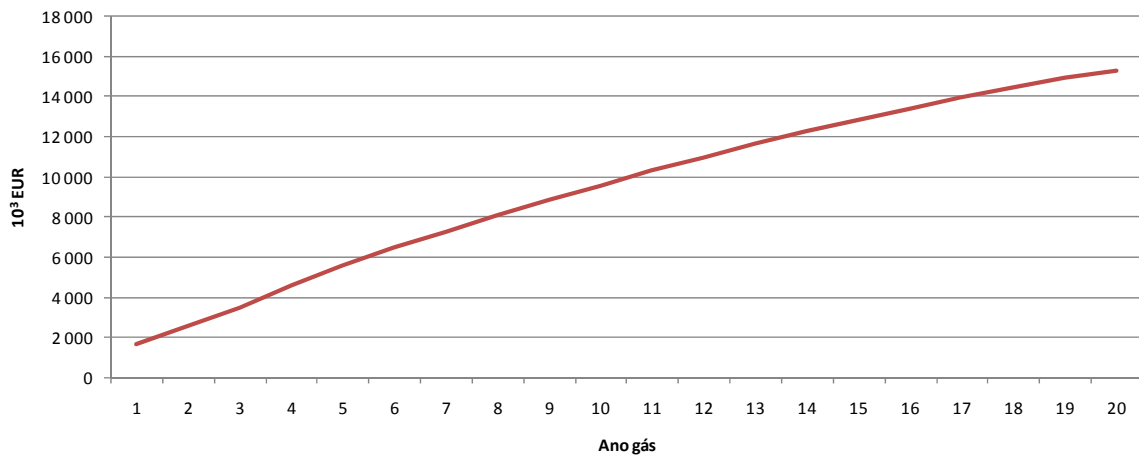
Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas 2008-2009 | Peso % |
|------------------|--------------------------------|------------------------------|---------------|
| 1=2+4 | Imobilizado Líquido | 24 189 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 5 661 | 23% |
| | Em exploração | 5 661 | 23% |
| 3 | Em curso | 0 | 0% |
| 4 | Imobilizado Corpóreo | 18 528 | 77% |
| | Terrenos e recursos naturais | 1 194 | 5% |
| | Edifícios e outras construções | 17 | 0% |
| | Equipamento básico | 16 013 | 66% |
| | Equipamento de transporte | 158 | 1% |
| | Ferramentas e utensílios | 43 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 414 | 2% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 89 | 0% |
| 5 | Imobilizado em curso | 601 | 2% |
| 6 | Comparticipações Líquidas | 3 039 | |
| 7=1-3-5-6 | Imobilizado líquido | 20 549 | 85% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 1 651 milhares de euros correspondendo a 64% do total dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de gás natural.

A Figura 3-82 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural, para o período da licença.

Figura 3-82 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural



3.9.4.4.3 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural a recuperar pela Dourogás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69º do Regulamento Tarifário. Nesse cálculo foram tidos em consideração os pressupostos mencionados anteriormente. Assim, procedeu-se à alteração das taxas de inflação, os contadores foram retirados da base de activos regulados, de acordo com a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, e foram alteradas as quantidades de gás natural previstas ao longo do período da concessão. Todos os custos de exploração da Dourogás, foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas, já refeitos anteriormente.

Os proveitos permitidos, apurados para a actividade de Distribuição são os apresentados no Quadro 3-102, ascendendo a 2 566 milhares de euros.

Quadro 3-102 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 1 651 |
| $\tilde{C}_{E,D,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 915 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 0 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | 0,0000 |
| 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 |
| $\Delta_{ERD,t-2}^{OEDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0,0000 |
| $\frac{\%OEDk}{\%ERD,t}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 2 566 |
| $\frac{\%OEDk}{\%ERD,t} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{C}_{E,D,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta_{ERD,t-2}^{OEDk}$ | | |

3.9.4.5 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN DA DOUROGÁS

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Dourogás, foi calculado de acordo com o artigo 66º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos ascendem a 2 648 milhares de euros, sendo 26 milhares de euros resultantes da aplicação das tarifas de UGS, 55 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de URT e 2 566 milhares de euros da actividade de Distribuição. Tal é possível visualizar no Quadro 3-103.

Quadro 3-103 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Dourogás

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-------------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 26 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 57 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 2 566 |
| $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{ORD,k} = \tilde{R}_{UGS,k,t}^{ORD,k} + \tilde{R}_{URT,t}^{ORD,k} + \tilde{R}_{URD,t}^{ORD,k}$ | 2 649 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram o impacte nos proveitos permitidos de -2,7% relativamente ao cenário base, sendo -83,4 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores, e 10,1 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-104.

Quadro 3-104 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Dourogás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações legislativas | | Alterações ERSE | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|---|----------------|---|------------------|-----------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| | | Sem contadores na base de Activos regulados | Taxa de inflação | | | Valor | % |
| <i>Actividade de Distribuição</i> | 2 639,7 | -83,4 | 10,1 | | 2 566,4 | -73,3 | -2,8% |
| <i>Aplicação da tarifa de UGS</i> | 26,2 | 0,0 | 0,0 | | 26,2 | 0,0 | 0,0% |
| <i>Aplicação da tarifa de URT</i> | 56,8 | 0,0 | 0,0 | | 56,8 | 0,0 | 0,0% |
| Actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 2 722,7 | -83,4 | 10,1 | | 2 649,4 | -73,3 | -2,7% |

3.9.5 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Dourogás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Custo de aquisição de gás natural;
- b) Taxas de inflação consideradas pela Dourogás, de 2,4% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

3.9.5.1 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos função de Compra e Venda de gás natural, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-105.

Quadro 3-105 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|--------------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CURGC}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 2 277 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURGC}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRAR,t}^{CURGC}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CURGC}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{BP,t-1}^{CURGC}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás $t-1$ | |
| $\Delta R_{CPGN,t-2}^{CURGC}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em $t-2$, resultantes da convergência tarifária | |
| $\Delta R_{TVCF,t-2}^{CURGC}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k , relativos ao ano gás $t-2$ resultante da convergência para tarifas aditivas | |
| $\tilde{R}_{CPGN,t}^{CURGC}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t | 2 277 |
| | $\tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{UTRAR,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CURGC} - \Delta R_{BP,t-1}^{CURGC} - \Delta R_{CPGN,t-2}^{CURGC} - \Delta R_{TVCF,t-2}^{CURGC}$ | |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 2 277 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do preço de 2,153 cent€/kWh às quantidades consideradas pela ERSE de 105 774 MWh.

3.9.5.2 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O valor total dos proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 78º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-106.

Quadro 3-106 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

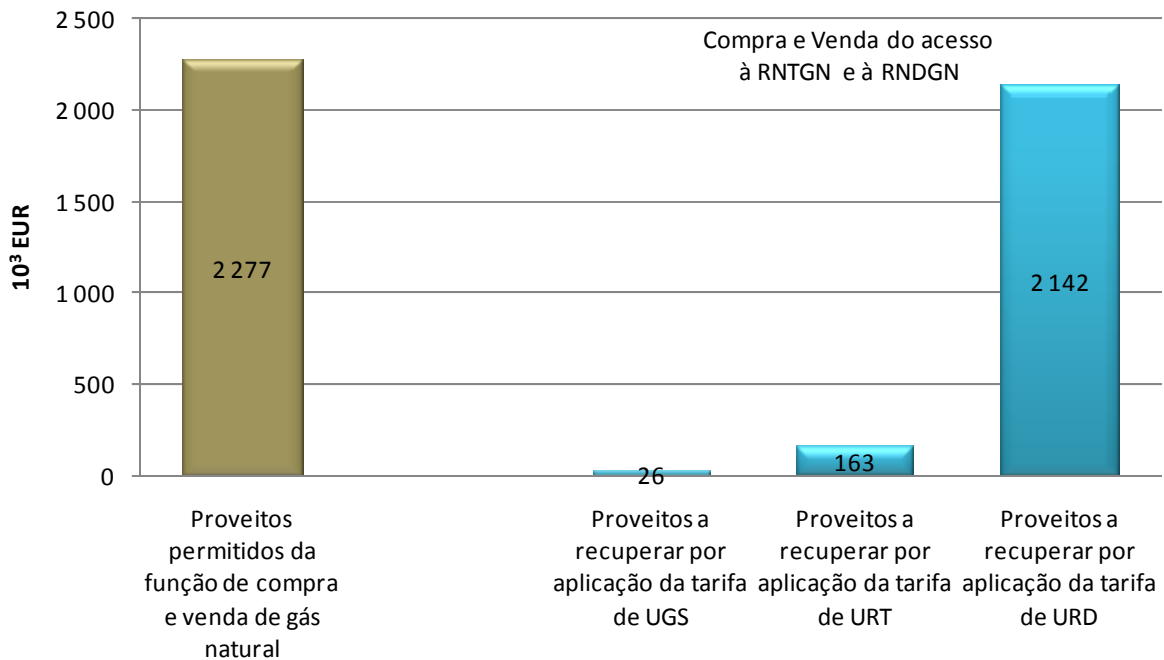
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|-------------------------------|--|----------------------|
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CURGC}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 26 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CURGC}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 163 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CURGC}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 2 142 |
| $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURGC}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t | 2 331 |
| | $\tilde{R}_{UGS,t}^{CURGC} + \tilde{R}_{URT,t}^{CURGC} + \tilde{R}_{URD,t}^{CURGC}$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 2 331 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, 26 milhares de euros, tarifas de URT, 163 milhares de euros e tarifas de URD, 2 142 milhares de euros.

A Figura 3-83 ilustra os proveitos permitidos da Dourogás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-83 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN



3.9.5.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.9.5.3.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-107, apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Comercialização de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-107 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás naturalUnidade: 10³ EUR

| | Tarifas 2008-2009 | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|
| Custo das matérias primas | 20 | 3% |
| Fornecimentos e serviços externos | 423 | 61% |
| Custos com o pessoal | 248 | 36% |
| Provisões (variação) | 5 | 1% |
| Outros custos operacionais | 0 | 0% |
| Custos de exploração | 696 | 100% |

Da análise ao quadro verifica-se que as principais naturezas de custos de exploração da Dourogás, para a função de Comercialização de gás natural no 1.º ano gás são os FSE e os custos com pessoal com 61% e 36%, respectivamente.

3.9.5.3.2 IMOBILIZADO

A metodologia de regulação do CUR retalhista não prevê a remuneração dos activos. No entanto, o custo com as amortizações é incorporado nos proveitos permitidos, que no caso da Dourogás representa no primeiro ano gás, 18 milhares de euros.

No Quadro 3-108 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a função de Comercialização de gás natural, no final do primeiro ano gás. Ao longo do período da concessão, apenas ocorrem investimentos em equipamento administrativo, no primeiro ano gás, e que ascendem a 12 milhares de euros.

**Quadro 3-108 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de
Distribuição de gás natural**

Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas 2008-2009 | Peso % |
|----------------|--------------------------------|------------------------------|---------------|
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 57 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 1 | 1% |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 57 | 99% |
| | Terrenos e recursos naturais | 0 | 0% |
| | Edifícios e outras construções | 2 | 3% |
| | Equipamento básico | 0 | 0% |
| | Equipamento de transporte | 18 | 31% |
| | Ferramentas e utensílios | 0 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 34 | 60% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 3 | 5% |
| 4 | Imobilizado em curso | 0 | 0% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 0 | |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido | 57 | 100% |

3.9.5.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural a recuperar pela Dourogás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 79.º do Regulamento Tarifário.

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram tidos em consideração os pressupostos mencionados anteriormente. Neste sentido, procedeu-se à alteração dos preços de compra do gás natural e alterou-se as taxas de inflação em conformidade com o disposto anteriormente. Todos os custos de exploração da Dourogás, foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-109, ascendendo a 726 milhares de euros.

Quadro 3-109 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 1 |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}E_{C,j,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 696 |
| $\tilde{A}m_{C,j,t}^k$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 18 |
| $\tilde{S}_{C,j,t}^k$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{C,j,t}^{CURk}$ | Margem de comercialização calculada por aplicação do diferencial médio ponderado entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos, prevista para o ano gás t | 12 |
| $CL\tilde{I}_t^{CUR}$ | Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização de cada comercializador de último recurso, a vigorar durante os períodos de regulação previstos na respectiva licença, considerando o número de clientes, reportado ao início de cada período de regulação | 0 |
| $\Delta R_{G,t-2}^{CURk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{C}E_{C,t}^{CURk} + \tilde{A}m_{C,t}^{CURk} - \tilde{S}_{C,t}^{CURk} + \tilde{D}_{C,t}^{CURk} + CL\tilde{I}_t^{CURk} - \Delta R_{C,t-2}^{CURk}$ | 726 |

3.9.5.4 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Dourogás, foi calculado de acordo com o artigo 76.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos ascendem a 5 334 milhares de euros, sendo 2 277 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 2 331 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 726 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural. Tal é possível visualizar no Quadro 3-110.

Quadro 3-110 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Dourogás

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|------------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 1 |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 2 277 |
| $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 2 331 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 726 |
| $\tilde{R}_{TVFC,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk} + \tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURk} + \tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | 5 334 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram o impacte nos proveitos permitidos de 2,7%, correspondendo a um acréscimo de 138,4 milhares de euros, relativamente ao cenário base, sendo 136,3 milhares de euros, resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás natural, e 2,2 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-111.

Quadro 3-111 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Dourogás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|---|----------------|------------------------------|------------------|----------------------|---------------------------------------|-------------|
| | | Custo de aquisição do gás | Taxa de inflação | | Valor | % |
| <i>Função Compra e venda de gás</i> | 2 141,1 | 136,3 | 0,0 | 2 277,3 | 136,3 | 6,4% |
| <i>Função compra e venda de acessos</i> | 2 331,0 | 0,0 | 0,0 | 2 331,0 | 0,0 | 0,0% |
| <i>Função Comercialização</i> | 723,8 | 0,0 | 2,2 | 725,9 | 2,2 | 0,3% |
| Comercialização | 5 195,8 | 136,3 | 2,2 | 5 334,2 | 138,4 | 2,7% |

3.10 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA DURIENSEGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO DOURO, S.A.

3.10.1 ACTIVIDADE

A Duriensegás foi constituída a 13 de Dezembro de 1999, tendo como accionistas iniciais a GDP Distribuição, SGPS, S.A. (GDPd), com 65%, a Dourogás, S.A., com 25% e a Transgás, SGPS, S.A., com 10%. Posteriormente, em Dezembro de 2002, a Transgás deixa de ser accionista da Duriensegás, passando a GDPd a deter 75% do capital social da empresa e a empresa Dourogás, os restantes 25%. Durante o ano de 2006, a Dourogás S.A. vendeu a sua participação à GDPd, tornando-se esta empresa como a única accionista.

No ano de 2000, a Duriensegás iniciou a sua actividade de distribuição de gás natural na cidade de Chaves (Abril) e na cidade de Bragança (Setembro). Em 2002, a empresa obteve a licença para distribuição e fornecimento de gás natural pelo prazo de 20 anos, terminando em 2021. No ano de 2003 entrou em funcionamento a UAG de Vila Real.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de Julho, foram especificados os princípios gerais relativos à organização do Sistema Nacional de Gás Natural, que haviam sido aprovados pelo Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de Fevereiro.

A Duriensegás exerce as actividades de distribuição e comercialização de gás natural e não detendo à data um número de clientes superior a 100 000, não incorreu na necessidade de proceder à separação jurídica das actividades, havendo unicamente que proceder à sua separação contabilística.

Em 2007 a Duriensegás viu aprovada a sua licença para explorar o pólo de Amarante.

3.10.2 CUSTOS OPERACIONAIS

Como referido anteriormente, os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural são aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Entendeu-se que esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao desenvolvimento das suas actividades. Desta forma, a Duriensegás sendo uma empresa jovem é abrangida por essa medida.

A análise apresentada de seguida é efectuada aos custos operacionais deduzidos dos custos de aquisição de gás natural, de amortizações e de provisões.

3.10.2.1 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

O Quadro 3-112 apresenta os custos operacionais, nomeadamente, fornecimentos e serviços externos (FSE), custos com pessoal, impostos e outros custos operacionais da Duriensegás para os anos de 2005, 2006 e 2007 e os valores previsionais para o ano gás 2008-2009.

Quadro 3-112 - Evolução dos custos operacionais

| | 2005 | 2006 | Variação 06/05 | 2007 | Variação 07/06 | Ano gás 2008-2009 | Variação ano gás/07 | Variação ano gás anualizada/07 |
|---|--------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|----------------------|------------------------|--------------------------------------|
| FSE | 732 | 807 | 10,1% | 1 216 | 50,7% | 1 752 | 44,1% | 27,6% |
| Transferências de custos entre empresas | | | | | | -36 | | |
| FSE deduzidos de transferências entre empresas | 732 | 807 | 10,1% | 1 216 | 50,7% | 1 716 | 41,1% | 25,8% |
| Custos com Pessoal | 252 | 344 | 36,5% | 359 | 4,3% | 513 | 43,1% | 27,0% |
| Impostos | 58 | 15 | -74,7% | 12 | -21,8% | 4 | -65,0% | -50,3% |
| Outros custos operacionais | 69 | 48 | -30,3% | 48 | -0,1% | 0 | -100,0% | -100,0% |
| Custos operacionais (excluindo custo de aquisição de GN) | 1 112 | 1 213 | 9,1% | 1 634 | 34,7% | 2 234 | 36,7% | 23,1% |

Unidade: 10³ EUR

Fonte: Galp Energia

A rubrica de FSE apresentou um crescimento significativo entre 2006 e 2007, mantendo-se esse padrão de crescimento para o ano gás 2008-2009. Entre 2007 e o ano gás 2008-2009, a rubrica de FSE¹² apresenta um crescimento anual médio de cerca de 26%, sendo que o crescimento verificado entre 2006 e 2007 se situou em cerca de 51%.

O Quadro 3-113 apresenta a evolução das diversas rubricas que compõem a rubrica de FSE entre 2005 e o ano gás 2008-2009.

¹² Valor deduzido do valor relativo às transferências entre empresas.

Quadro 3-113 - Evolução dos FSE entre 2005 e o ano gás 2008-2009

Unidade: 10³ EUR

| | 2005 | 2006 | Varição 06/05 | 2007 | Varição 07/06 | Ano gás 2008-2009 | Varição ano gás/07 | Varição ano gás anualizada/07 |
|---------------------------|------|------|------------------|-------|------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------------------|
| FSE | 733 | 807 | 10,1% | 1 216 | 50,7% | 1 716 | 41,1% | 25,8% |
| GDP Serviços | 0 | 0 | | 0 | | 612 | | |
| Serviços Galp Energia | 86 | 84 | -2,5% | 94 | 11,3% | 110 | 17,6% | 11,4% |
| Serviços Corporativos | 0 | 0 | | 102 | | 140 | 37,0% | 23,3% |
| Serviços GDPD | 83 | 91 | 9,6% | 30 | -66,9% | 0 | -100,0% | -100,0% |
| Serviços GDPD (Open SGC) | 0 | 0 | | 50 | | 0 | -100,0% | -100,0% |
| Serviços Galp Gás Natural | 0 | 0 | | 29 | | 0 | -100,0% | -100,0% |
| Outros FSE | 564 | 632 | 12,1% | 911 | 44,1% | 854 | -6,3% | -4,2% |

Fonte: Galp Energia

Analisando as diversas subrubricas de FSE verifica-se que a variação ocorrida em 2007 é explicada pelo forte aumento de “Outros FSE” (+44,1%) e o aumento dos “Serviços Galp Energia” (+11,3%). No ano gás 2008-2009, a subrubrica “GDP Serviços” atinge o valor de 612 mil euros, sendo o primeiro ano em que esta subrubrica surge nas contas da empresa. Apesar do surgimento desta natureza de custo verifica-se que tanto os “Serviços Galp Energia” como os “Serviços Corporativos” apresentam crescimentos superiores a 10%, entre o ano de 2007 e o ano gás 2008-2009.

O Quadro 3-114 apresenta a evolução do peso dos FSE. Pela análise do quadro é possível verificar que entre 2005 e 2007, a subrubrica “outros FSE” é a que apresenta o maior peso no total dos FSE (superior a 75%). No primeiro ano gás, a rubrica “outros FSE” mantêm-se como a rubrica com maior peso, contudo, com o surgimento da “GDP Serviços”, esta rubrica apresenta um peso relativo de cerca de 36% no total dos FSE desse ano.

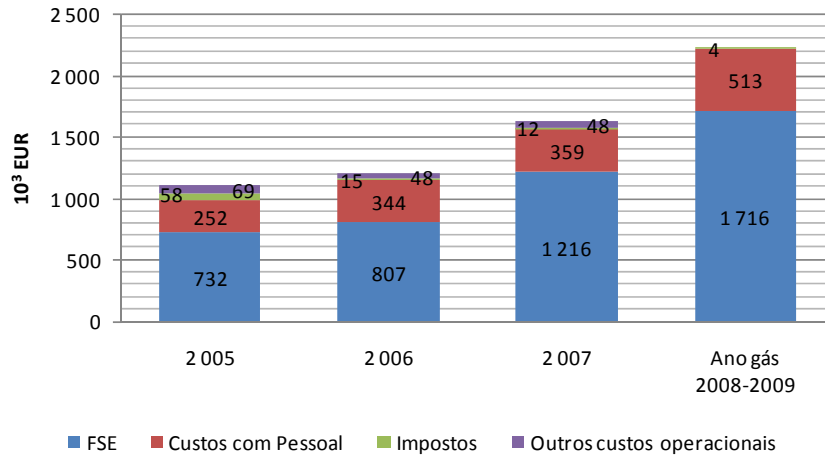
Quadro 3-114 - Evolução do peso dos FSE

| | Peso em 2005 | Peso em 2006 | Peso em 2007 | Peso Ano gás |
|---------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|
| FSE | | | | |
| GDP Serviços | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 35,7% |
| Serviços Galp Energia | 11,8% | 10,4% | 7,7% | 6,4% |
| Serviços Corporativos | 0,0% | 0,0% | 8,4% | 8,2% |
| Serviços GDPD | 11,3% | 11,2% | 2,5% | 0,0% |
| Serviços GDPD (Open SGC) | 0,0% | 0,0% | 4,1% | 0,0% |
| Serviços Galp Gás Natural | 0,0% | 0,0% | 2,4% | 0,0% |
| Outros FSE | 76,9% | 78,3% | 74,9% | 49,7% |

Fonte: Galp Energia

A Figura 3-84 apresenta a estrutura de custos operacionais da Duriensegás. Verifica-se que os FSE são a rubrica que apresenta um maior peso na estrutura dos custos operacionais para todo o período em análise, seguida da rubrica custos com pessoal.

Figura 3-84 - Estrutura dos custos operacionais



Fonte: Galp Energia

A rubrica de custos com pessoal apresenta igualmente um crescimento significativo no período considerado. Analisando a evolução dos valores entre 2005 e 2006 e, dado que a empresa não procedeu à contratação de novos trabalhadores, segundo o Relatório e Contas de 2006, a variação ocorrida nesta rubrica de cerca de 37% poderá ser justificada pela revisão da política salarial praticada pela empresa.

Em 2007, a variação ocorrida na rubrica de custos com pessoal (+4,3%) e atendendo a que não houve alteração do número de efectivos, poderá ser justificada pelo efeito conjugado da actualização dos salários de acordo com a taxa de inflação para 2007 e do efeito da progressão automática das carreiras. Para o ano gás 2008-2009, a variação de cerca de 23% face ao ano de 2007 poderá ser justificada pelo aumento do número de efectivos ao serviço da empresa, em sequência do forte crescimento da sua actividade. De acordo com a informação enviada pela empresa na Norma Complementar 5, o número de efectivos previstos para o ano gás 2008-2009 é de 14, sendo que no final do ano de 2006 a empresa tinha ao seu serviço 12 efectivos. No entanto, fazendo uma análise de custos com pessoal por efectivo verifica-se que, entre 2007 e o ano gás 2008-2009, os custos com pessoal por efectivo crescem, em média, anualmente cerca de 15% (valor considerando o valor para o Fundo de Pensões), valor claramente acima do efeito conjugado da aplicação da taxa de inflação e da progressão automática das carreiras.

É igualmente referido no Relatório e Contas de 2006 que a empresa perspectivava que, para 2007 se mantivesse “vivo o plano de redução de custos em curso” e que a empresa iria “envidar todos os seus

esforços para que, em Dezembro de 2007, os custos operacionais não excedessem o valor de 6 822 milhares de euros¹³. Se, aos valores apresentados no Quadro 3-112 forem somados os custos com a aquisição do gás natural de 2007 (+2 736 milhares de euros) e as amortizações e provisões (+1 228 milhares de euros), o total de custos operacionais de 2007 é de 5 599 milhares de euros, ficando claramente abaixo da meta proposta pela empresa no seu Relatório e Contas de 2006. Contudo, não é possível concluir se o facto da empresa ter atingido um valor de custos operacionais inferior ao proposto se deve a um esforço sério de racionalização de custos ou, se é decorrente de um menor nível de clientes ligados (15 235), uma vez que segundo este documento a empresa perspectivava atingir a meta de 17 638 clientes ligados.

3.10.2.2 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS

O Quadro 3-115 apresenta a evolução dos custos operacionais, dos trabalhos para a própria empresa, dos custos de exploração, do número de clientes, dos custos operacionais por cliente e dos custos de exploração por cliente entre os anos de 2005 e o Ano gás 2008-2009.

Quadro 3-115 - Evolução dos custos unitários

| | | Unidade: 10 ³ EUR | | | | | | | |
|-----------------|--|------------------------------|--------|-------------------|---------|-------------------|----------------------|------------------------|--------------------------------------|
| | | 2005 | 2006 | Variação 06/05 | 2007 | Variação 07/06 | Ano gás 2008-2009 | Variação ano gás/07 | Variação ano gás anualizada/07 |
| (A) | Custos operacionais (excluindo custo de aquisição de GN) | 1 112 | 1 213 | 9,1% | 1 634 | 34,7% | 2 234 | 36,7% | 23,1% |
| (B) | Trabalhos para a própria empresa | n.d. | 336 | - | 224 | -33,3% | 0 | -100,0% | -100,0% |
| (C) = (A) - (B) | Custos de exploração | - | 877,3 | - | 1 410,4 | 60,8% | 2 233,5 | 58,4% | 35,9% |
| (D) | Número de clientes | 10 677 | 13 002 | 21,8% | 15 235 | 17,2% | 20 855 | 36,9% | 23,3% |
| (A)/(D) | Custos operacionais por cliente (€/cliente) | 104 | 93 | -10,4% | 107 | 15,0% | 107 | -0,2% | -0,1% |
| (C)/(D) | Custos de exploração por cliente (€/cliente) | - | 67 | - | 93 | 37,2% | 107 | 15,7% | 10,2% |

Fonte: Galp Energia

Pela análise do Quadro 3-115 é possível verificar que os custos operacionais por cliente (€/cliente) têm apresentado oscilações significativas entre o ano de 2005 e o ano gás 2008-2009. Enquanto que, entre 2006 e 2007, os custos operacionais por cliente crescem cerca de 15%, justificado essencialmente por um acréscimo nos custos operacionais superior ao do número de clientes, entre 2005 e 2006 e entre 2007 e o ano gás 2008-2009, estes custos unitários apresentam um decréscimo de cerca de 10% e de 0,1%, respectivamente. Este decréscimo é justificado por um forte aumento no número de clientes quando comparado com o crescimento dos custos operacionais.

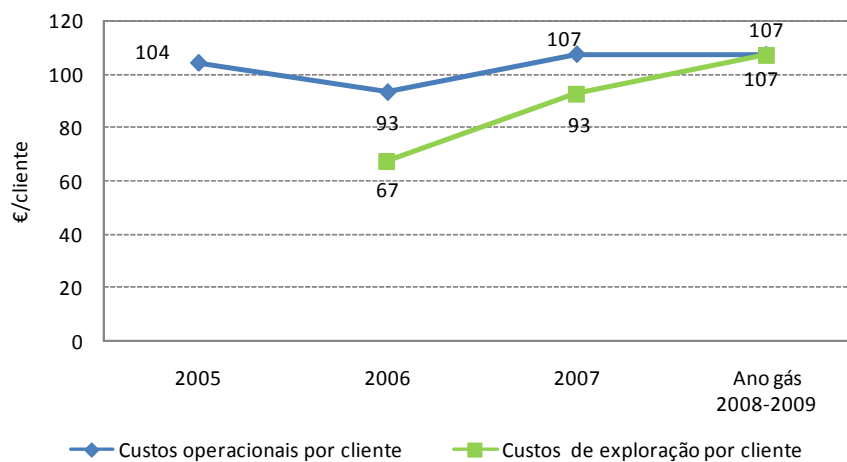
O Quadro 3-115 apresenta igualmente a evolução dos custos de exploração, custos operacionais deduzidos de trabalhos para a própria empresa, por cliente. A evolução crescente apresentada para os

¹³ Relatório e Contas de 2006, Duriensegás.

custos operacionais por cliente entre 2006 e o ano gás 2008-2009 verifica-se igualmente para os custos de exploração por cliente. Contudo, o crescimento médio anual entre o ano de 2007 e o ano gás 2008-2009 é bastante mais acentuado no caso dos custos de exploração (+10,2%) do que nos custos operacionais considerados. A entrada em operação das duas novas UAG desta empresa (Amarante e Marco de Canavezes) poderá ser a justificação para o aumento acentuado destes custos de exploração.

A Figura 3-85 apresenta a evolução dos custos operacionais por cliente e dos custos de exploração por cliente, evidenciado no Quadro 3-115.

Figura 3-85 - Evolução dos custos por cliente



Fonte: Galp Energia

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

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que os proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição, sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema;
- Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

3.10.3.1 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte, destinam-se à transferência para o Operador da Rede de Transporte dos proveitos decorrentes da aplicação destas tarifas aos comercializadores.

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67º do Regulamento Tarifário, incorporando no primeiro ano de regulação das actividades do operador apenas os custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema, sendo apresentado no Quadro 3-116.

Quadro 3-116 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORDk}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 50 |
| $\Delta F_{UGS,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | 0 |
| 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 | |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORDk} - \Delta F_{UGS,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 50 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos ascende a 50 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.10.3.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68º do Regulamento Tarifário, incorporando no primeiro ano de regulação das actividades do operador apenas os custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

Os proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), são apresentados no Quadro 3-117.

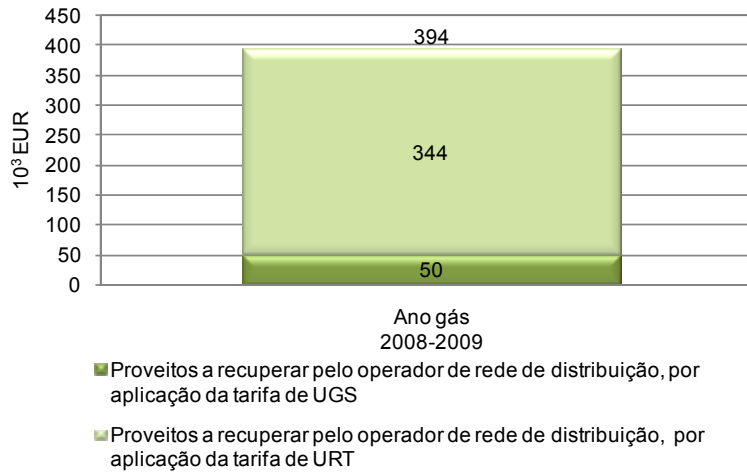
Quadro 3-117 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UR,t}^{ORD_k}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 344 |
| $\Delta_{UR,t-2}^{ORD_k}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | 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 | |
| $\tilde{R}_{UR,t}^{ORD_k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 344 |
| | $\tilde{R}_{UR,t}^{ORD_k} = \tilde{C}_{UR,t}^{ORD_k} - \Delta_{UR,t-2}^{ORD_k} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 344 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-86 apresenta os proveitos da Duriensegás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-86 - Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de UGS e URT



3.10.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No cálculo dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de gás natural, são considerados os custos com capital, que englobam a remuneração da base de activos remuneráveis e as amortizações, bem como os restantes custos operacionais.

O custo com capital considerado em cada ano gás resulta do produto de um custo com capital unitário calculado até o final do período da licença, de 20 anos no caso da Duriensegás¹⁴, pelas quantidades de gás natural previstas serem distribuídas.

O referido custo com capital unitário 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 sejam distribuídas pelo operador. 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 2008).

Como foi referido, aceitaram-se os custos previstos pela Duriensegás para o ano gás 2008-2009. Contudo, foram introduzidas alterações aos pressupostos enviados pela empresa, nomeadamente:

- As taxas de inflação previstas pela Duriensegás para 2008 e para 2009 foram de 2,3% e de 2,2%, respectivamente, enquanto a ERSE adoptou como referência 2,7% e de 2,6%, respectivamente, correspondendo às previsões para o deflator do PIB.
- Nas contas apresentadas pela Duriensegás esta inclui no valor do imobilizado montantes respeitantes a contadores. Tendo em conta a Lei n.º 12/ 2008, de 26 de Fevereiro, que, entre outras disposições, proíbe a cobrança aos utentes de quaisquer importâncias a título de preço, aluguer, amortização ou inspecção periódica de contadores, a ERSE retirou do valor do imobilizado a remunerar o valor relativo aos contadores, bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações).

As quantidades de gás natural previstas serem distribuídas foram alteradas. Assim, as novas quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pela Duriensegás enquanto Comercializador de Último Recurso retalhista, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo Comercializador de Último Recurso grossista e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural de $t-2$. Deste modo, para o ano gás 2008-2009, as quantidades consideradas foram de 201 GWh, em lugar de 191 GWh.

¹⁴ A empresa considerou o prazo máximo previsto para as licenças de distribuição estabelecido no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, apesar de ainda se encontrar em fase de renegociação das licenças anteriores.

3.10.3.3.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A desagregação dos custos de exploração explícita no Quadro 3-118 evidencia que a quase totalidade dos custos de exploração da actividade de distribuição de gás natural diz respeito a custos com FSE e com pessoal.

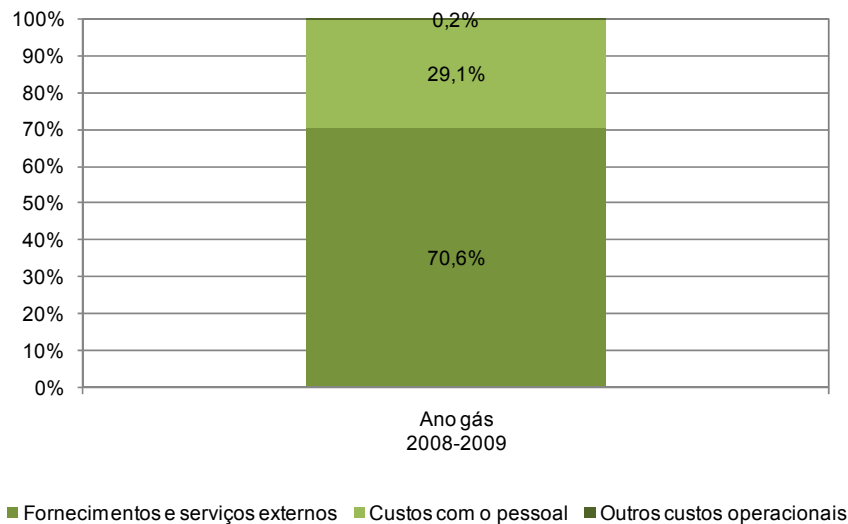
Quadro 3-118 - Custos com exploração da actividade de distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------------|----------------------|
| Custo das matérias primas | 0 |
| Fornecimentos e serviços externos | 1 250 |
| Custos com o pessoal | 516 |
| Outros custos operacionais | 4 |
| Custos de exploração | 1 770 |

A Figura 3-87 confirma o afirmado anteriormente, sendo que os custos com FSE representam cerca de 71% dos custos totais de exploração desta actividade e os custos com pessoal representam cerca de 30% destes custos. Os outros custos operacionais apresentam um peso diminuto, de cerca de 0,2%.

Figura 3-87 - Peso das diferentes rubricas dos custos de exploração

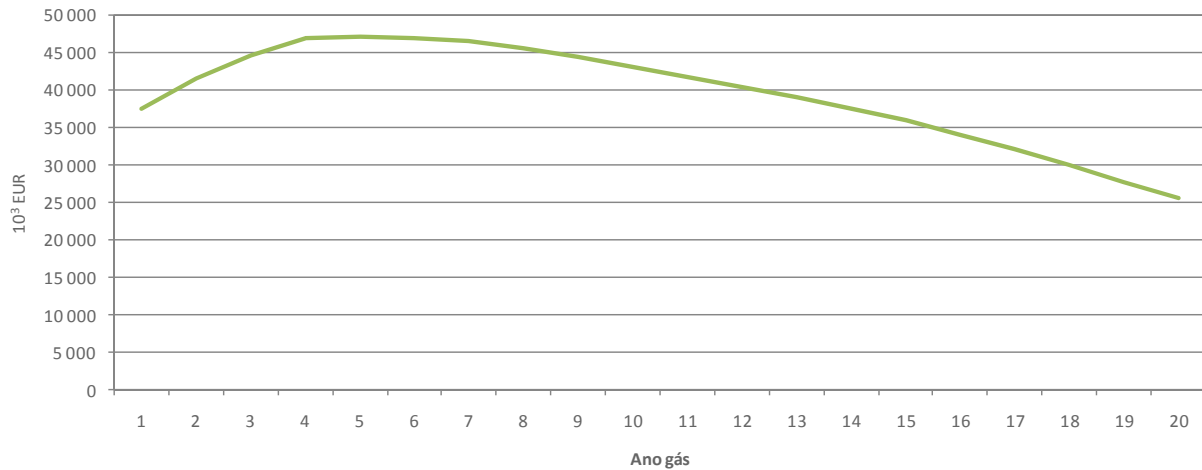


3.10.3.3.2 CUSTO COM CAPITAL

A base de activos a remunerar da Duriensegás corresponde aos 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.

Na Figura 3-88 apresenta-se a evolução da base de activos a remunerar. Esta figura tem por base os valores enviados pela empresa do imobilizado líquido para o período de 20 anos das licenças de exploração. Para além das participações anteriormente recebidas, a Duriensegás não prevê o recebimento de novas participações ao longo do período de duração das licenças de exploração.

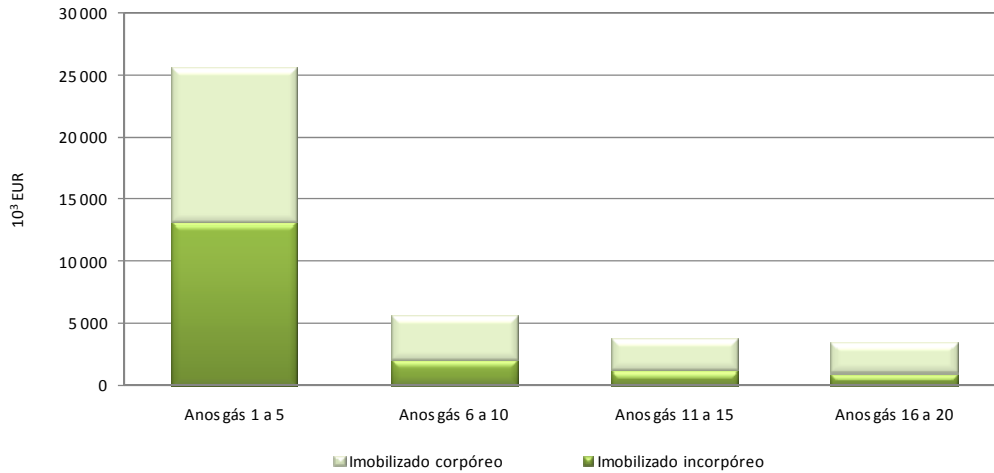
Figura 3-88 - Evolução do imobilizado líquido de participações



Pela análise da figura observa-se o aumento do imobilizado líquido até ao 5.º ano, ano a partir do qual o valor das amortizações anuais é superior ao valor previsto a empresa investir anualmente.

A Figura 3-89 apresenta a evolução dos investimentos ao longo de 20 anos, agrupados por nível de investimento acumulados por períodos de 5 em 5 anos.

Figura 3-89 - Evolução dos investimentos ao longo do período das licenças de exploração



Pela análise da figura é possível concluir que cerca de 67% do total do investimento acumulado ao longo de 20 anos de licença concentra-se nos primeiros cinco anos, confirmando o que tinha sido afirmado anteriormente relativamente ao perfil do imobilizado líquido.

No Quadro 3-119 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes rubricas, para a actividade de Distribuição de gás natural, no final do primeiro ano gás.

Quadro 3-119 - Imobilizado líquido e participações ao investimento

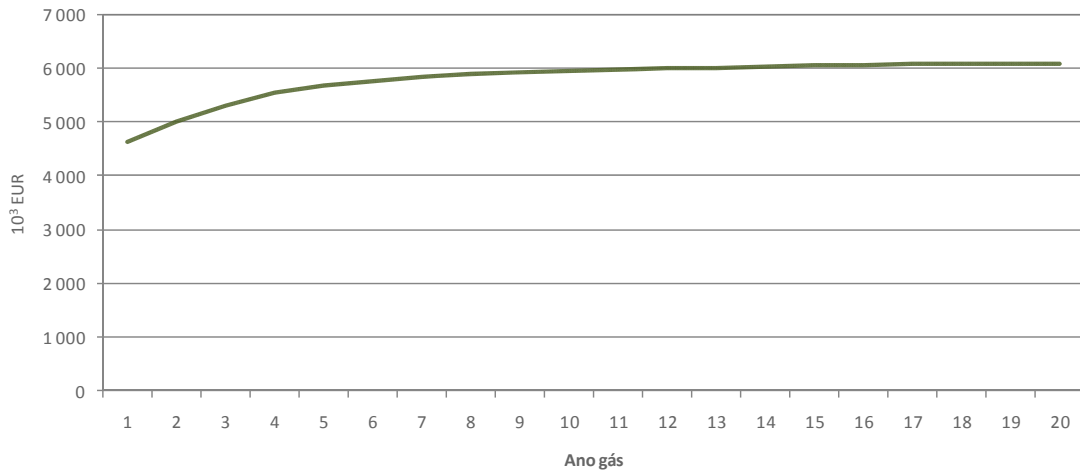
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 | Peso % |
|----------------|--|----------------------|------------|
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido de amortizações | 43 452 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 15 798 | 36% |
| | Imobilizado em curso | 243 | 1% |
| | Outro imobilizado incorpóreo | 15 555 | 36% |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 27 654 | 64% |
| | Terrenos e recursos naturais | 218 | 1% |
| | Edifícios e outras construções | 494 | 1% |
| | Equipamento básico | 26 651 | 61% |
| | Equipamento de transporte | 0 | 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 0 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 0 | 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 0 | 0% |
| | Imobilizado em curso | 291 | 1% |
| 4 | Imobilizado em curso | 534 | 1% |
| | Imobilizado incorpóreo | 243 | 1% |
| | Imobilizado corpóreo | 291 | 1% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 5 404 | |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 37 513 | 86% |

O valor do imobilizado líquido a remunerar para o ano gás 2008-2009 (2.º semestre 2008 -1.º semestre 2009) ascende a 37 513 milhares de euros.

A Figura 3-90 permite observar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural ao longo do período das licenças de exploração.

Figura 3-90 - Custo com capital ao longo do período das licenças de exploração



A Figura 3-90 permite visualizar o custo com capital alisado para todo o período da licença de exploração, estabilizando-se o valor em torno dos 6 000 milhares de euros, a partir do 13.º ano de licença.

3.10.3.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS

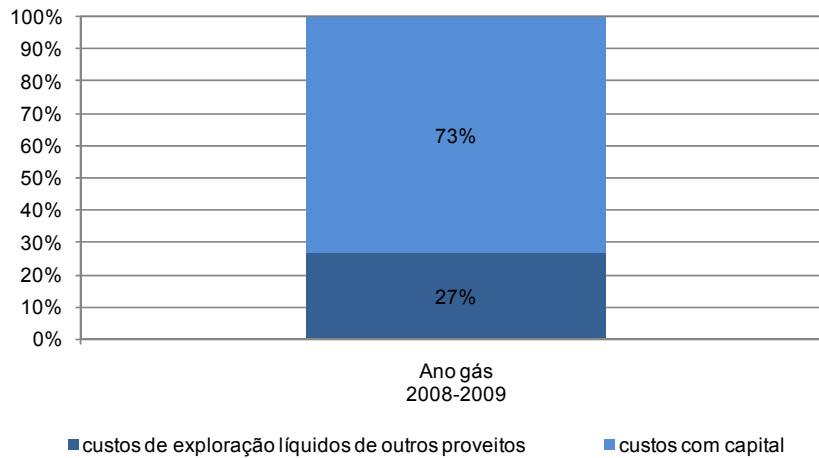
O Quadro 3-120 apresenta o valor dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, calculados de acordo com o artigo 69.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 3-120 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|---|--|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 4 642 |
| $\tilde{E}_{D,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 1 770 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 95 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | 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 | |
| $\Delta_{VRD,t-2}^{ORL}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0 |
| Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | | |
| $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORL}$ | $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORL} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{E}_{D,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta_{VRD,t-2}^{ORL}$ | 6 317 |

A Figura 3-91 evidencia o peso dos custos com capital e dos custos de exploração líquidos de outros proveitos no total dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

Figura 3-91 - Estrutura dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural



Os custos com capital representam 73% dos proveitos permitidos da Duriensegás na actividade de distribuição de gás natural, sendo que os custos de exploração líquidos de outros proveitos apresentam um peso de 27%.

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

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Duriensegás foi calculado de acordo com o artigo 66.º do Regulamento Tarifário, resultando do

somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos ascendem a 6 711 milhares de euros, sendo 50 milhares de euros resultantes da aplicação das tarifas de UGS, 344 milhares de euros a recuperar pela tarifa de URT e 6 317 milhares de euros da actividade de Distribuição (Quadro 3-121).

Quadro 3-121 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|--|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{F}_{UGS,t}^{ORD}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 50 |
| $\tilde{F}_{URT,t}^{ORD}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 344 |
| $\tilde{F}_{VED,t}^{ORD}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 6 317 |
| $\tilde{F}_{RNTD,t}^{ORD}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 6 711 |
| $\tilde{F}_{RNTD,t}^{ORD} = \tilde{F}_{UGS,t}^{ORD} + \tilde{F}_{URT,t}^{ORD} + \tilde{F}_{VED,t}^{ORD}$ | | |

As alterações já mencionadas anteriormente tiveram um impacte nos proveitos permitidos de -1,4% relativamente ao cenário base. O impacte resultante da aplicação da Lei n.º 12/2008 situou-se em -113 milhares de euros e o impacte da alteração da taxa de inflação situou-se num acréscimo de 19 milhares de euros, perfazendo um impacte total de - 94 milhares de euros. O Quadro 3-122 evidencia os diferentes impactes resultantes de imposições legislativas e de alterações definidas pela ERSE.

Quadro 3-122 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações da ERSE | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao Cenário Base | |
|--|--------------|-------------------------|--------------------|----------------------------|------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| | | | Contadores | Quantidades de gás natural | Taxa de inflação | | Custos de exploração | Valor |
| $\frac{R_{OED}}{P_{OES,t}}$ Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 0 | - |
| $\frac{R_{OED}}{P_{OET,t}}$ Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 344 | 0 | 0 | 0 | 0 | 344 | 0 | - |
| $\frac{R_{OED}}{P_{OED,t}}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 6 411 | -113 | 0 | 19 | 0 | 6 317 | -94 | -1,5% |
| $\frac{R_{OED}}{P_{OED,t}}$ Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 6 804 | -113 | 0 | 19 | 0 | 6 711 | -94 | -1,4% |

3.10.4 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, do comercializador de último recurso retalhista, sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural;
- Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN;
- Proveitos da função de Comercialização de gás natural.

Como no caso da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, a ERSE aceitou os custos previstos pela Duriensegás para o ano gás 2008-2009. Também no caso presente alteraram-se os pressupostos referentes às taxas de inflação previstas para 2008 e para 2009, de 2,3% e de 2,2% enquanto a ERSE adoptou como referência para a taxa de inflação 2,7% e 2,6%, respectivamente.

Foi igualmente alterado o preço médio do gás natural implícito no custo de aquisição. Como custo unitário de aquisição de gás natural ao comercializador de último recurso grossista foi considerado o valor de 2,153 cent€/kWh. Este preço inclui para além do custo do gás natural, custos com a utilização de infra-estruturas de acesso do terminal de GNL, das instalações de armazenamento subterrâneo e outros custos de funcionamento daqueles comercializadores.

3.10.4.1 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

Os proveitos da função de Compra e Venda de gás natural dizem respeito ao ressarcimento dos custos com a aquisição do gás natural ao comercializador de último recurso grossista, que resultam da aplicação do custo unitário de aquisição do gás natural aceite pela ERSE para o ano gás 2008-2009, indicado acima, pelas quantidades de gás natural que se prevê serem necessárias adquirir pela Duriensegás, para satisfazer os consumos dos seus clientes nesse período, no valor de 186 GWh.

No Quadro 3-123 apresenta-se o valor apurado para os proveitos permitidos desta função, determinados de acordo com o Artigo 77.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 3-123 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|--|---|----------------------|
| $\tilde{C}_{GN,CVRG,t}^{CVRk}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 4 001 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CVRk}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRA,t}^{CVRk}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CVRk}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{BE,t-1}^{CVRk}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de energia | 0 |
| $\Delta R_{CVGN,t-2}^{CVRk}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e vendade gás natural a grandes clientes tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | 0 |
| $\Delta R_{PYCF,t-2}^{CVRk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes resultante da convergência para tarifas aditivas | 0 |
| Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t | | 4 001 |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CVRk}$ | $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CVRk} = \tilde{C}_{GN,CVRG,t}^{CVRk} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CVRk} + \tilde{C}_{UTRA,t}^{CVRk} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CVRk} - \Delta R_{BE,t-1}^{CVRk} - \Delta R_{CVGN,t-2}^{CVRk} - \Delta R_{PYCF,t-2}^{CVRk}$ | |

O valor dos proveitos da função de compra e venda de gás natural correspondem aos custos com a aquisição de gás para fornecimento de último recurso, no montante de 4 001 milhares de euros.

3.10.4.2 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RDGN

Os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição entre os respectivos operadores e o comercializador de último recurso. Os proveitos a recuperar por aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes do Comercializado do Último Recurso retalhista são posteriormente transferidos para o Operador da Rede de Transporte. Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição são transferidos para o Operador da Rede de Distribuição.

O Quadro 3-124 apresenta o valor apurado para os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN da Duriensegás, calculados de acordo com o Artigo 78.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 3-124 - Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CUR_k}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 46 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CUR_k}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 287 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CUR_k}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 3 976 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR_k}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RDGN a grandes clientes, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR_k} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{URT,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{URD,t}^{CUR_k}$ | 4 308 |

O valor dos proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RDGN é de 4 308 milhares de euros, sendo que 92% do total dos proveitos correspondem aos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

3.10.4.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.10.4.3.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No que diz respeito aos custos de exploração estes apenas são referentes a custos com FSE, não havendo qualquer trabalhador afecto à actividade. Assim, a Duriensegás subcontrata FSE dentro e fora da empresa por forma a desenvolver a sua actividade.

3.10.4.3.2 IMOBILIZADO

A empresa não tem imobilizado afecto a esta função.

3.10.4.3.3 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente.

O valor da margem de comercialização da Duriensegás ascende a 20 milhares de euros.

3.10.4.3.4 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da função de Comercialização de gás natural dizem respeito ao ressarcimento dos custos directamente ligados à comercialização de gás natural. Estes proveitos consideram os custos operacionais relacionados com esta actividade, bem como a aplicação de uma margem de comercialização sobre custos associados à actividade de Comercialização de gás natural, por forma a

cobrir o risco financeiro do Comercializador de Último Recurso retalhista, decorrente da gestão do fundo de maneio.

O Quadro 3-125 apresenta o valor apurado para os proveitos permitidos desta função, calculados de acordo com o artigo 79.º do Regulamento Tarifário. Em anexo, apresenta-se novo articulado a integrar no Regulamento tarifário, a publicar em Diário da República oportunamente.

Quadro 3-125 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}E_{Cj,t}^{CURk}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 511 |
| $\tilde{A}m_{Cj,t}^{CURk}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{Cj,t}^{CURk}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{Cj,t}^{CURk}$ | Margem Comercialização, prevista para o ano gás t | 20 |
| CLI_{Cj,p_0}^{CURk} | Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização, para o escalão de consumo j , reportado ao início de cada periodo de regulação (p_0) | 0 |
| $\Delta R_{Cj,t-2}^{CURk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | 0 |
| Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t | | |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | $\tilde{R}_{C,t}^{CURk} = \sum_j \tilde{R}_{Cj,t}^{CURk} = \sum_j \left(\tilde{C}E_{Cj,t}^{CURk} + \tilde{A}m_{Cj,t}^{CURk} - \tilde{S}_{Cj,t}^{CURk} + \tilde{D}_{Cj,t}^{CURk} + CLI_{Cj,p_0}^{CURk} - \Delta R_{Cj,t-2}^{CURk} \right)$ | 531 |

O facto de não haver qualquer valor de imobilizado afecto a esta actividade leva a que os proveitos permitidos apenas digam apenas respeito a custos de exploração e à margem de comercialização. O montante total de proveitos da função de Comercialização de gás natural é de 531 milhares de euros.

3.10.4.4 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Duriensegás, foi calculado de acordo com o artigo 76º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e de Comercialização de gás natural.

Os proveitos ascendem a 8 840 milhares de euros, sendo 4 001 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 4 308 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 531 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural, como é possível visualizar no Quadro 3-126.

Quadro 3-126 - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|------------------------------|--|----------------------|
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 4 001 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 4 308 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 531 |
| $\tilde{R}_{TVP,t}^{CUR,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR,k} + \tilde{R}_{ARND,t}^{CUR,k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR,k}$ | 8 840 |

As alterações já referidas anteriormente tiveram o impacte nos proveitos permitidos de +0,3%, correspondendo a um acréscimo de 23 milhares de euros, relativamente ao cenário base, sendo 20 milhares de euros resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás natural, e 2,5 milhares de euros resultantes da alteração da taxa de inflação, conforme evidenciado no Quadro 3-127.

Quadro 3-127 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações da ERSE | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao Cenário Base | |
|------------------------------|--|-----------------------------------|------------------|----------------------|-------------------|------------------------------------|------|
| | | Custo de aquisição do gás natural | Taxa de inflação | Custos de exploração | | Valor | % |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 3 981 | 20 | 0 | 4 001 | 20 | 0,5% |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 4 308 | 0 | 0 | 4 308 | 0 | - |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 528 | 0 | 2 | 531 | 2 | 0,5% |
| $\tilde{R}_{TVP,t}^{CUR,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR,k} + \tilde{R}_{ARND,t}^{CUR,k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR,k}$ | 8 818 | 20 | 2 | 8 840 | 23 | 0,3% |

3.11 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS LISBOAGÁS GDL – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE LISBOA, S.A.

3.11.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

3.11.1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A Lisboagás, conforme referido anteriormente, exerce as actividades de respectivamente, Acesso à RNTGN a à RNDGN e de Comercialização de gás natural, através de duas empresas, respectivamente, Lisboagás GDL – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, SA e Lisboagás Comercialização, SA.

Dado que a regulação das actividades de Acesso à RNTGN a à RNDGN e de Comercialização de gás natural destas empresas se está a efectuar pela primeira vez e que as empresas só procederam à separação das actividades em meados de 2007, não existe historial que permita aferir da razoabilidade dos valores apresentados para os custos de operacionais de cada uma das actividades.

Deste modo, a análise seguinte relativa aos custos operacionais incide sobre a soma dos valores das duas actividades, distribuição e comercialização, do ano gás 2008-2009, procedendo-se como se as empresas não se tivessem separado, o que torna comparáveis os valores dos custos operacionais e de exploração do ano gás 2008-2009 com os de anos anteriores.

3.11.1.2 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

A empresa Lisboagás apresenta um acréscimo dos custos operacionais (sem aquisição de gás natural, amortizações e provisões) de cerca de 17%, quando comparamos os valores previstos para o ano gás 2008-2009 com os valores de 2007. Em valor absoluto o acréscimo é de cerca de 7 000 milhares de euros.

No Quadro 3-128 apresenta-se uma comparação entre as principais rubricas dos custos operacionais conforme descritos acima, relativamente aos anos 2005, 2006, 2007 e ano gás 2008-2009.

Quadro 3-128 - Evolução dos custos operacionais

Unidade: 10³ EUR

| Rubrica | Lisboagás | | | | | | | |
|--|---------------|-------------------|---------------|-------------------|---------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 2005 | Peso dos custos % | 2006 | Peso dos custos % | 2007 | Peso dos custos % | Ano gás 2008-2009 | Peso dos custos % |
| FSE | 20 746 | 53,4 | 23 067 | 50,3 | 22 194 | 52,9 | 31 469 | 64,2 |
| <i>GDP Serviços (1)</i> | | | | | | | 14 862 | 30,3 |
| <i>Serviços Galp Energia (2)</i> | 2 412 | 6,2 | 2 183 | 4,8 | 1 866 | 4,4 | 2 094 | 4,3 |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | | 0 | | 2 935 | | 2 858 | 5,8 |
| <i>Serviços GDPD</i> | 2 165 | 5,6 | 2 409 | 5,3 | 550 | 1,3 | 0 | |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | | | | | 826 | | | |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | | | | | 539 | | | |
| <i>Outros FSE</i> | 16 169 | 41,6 | 18 475 | 40,3 | 15 478 | 36,9 | 11 655 | 23,8 |
| Custos com pessoal | 17 566 | 45,2 | 22 292 | 48,6 | 19 482 | 46,4 | 17 218 | 35,1 |
| Impostos | 161 | 0,4 | 77 | 0,2 | 154 | 0,4 | 171 | 0,3 |
| Outros custos operacionais | 412 | 1,1 | 396 | 0,9 | 163 | 0,4 | 165 | 0,3 |
| Total custos operacionais globais | 38 885 | 100,0 | 45 832 | 100,0 | 41 993 | 100,0 | 49 023 | 100,0 |

Notas:

(1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo.

(2) Inclui Contabilidade e Tesouraria, RH, Compras, Incentivos Financeiros, Gestão de riscos e plano de saúde, Serviços Jurídicos, Gestão de instalações e Security, SI

Fonte: Galp Energia

De salientar que os custos operacionais são iguais aos custos de exploração, uma vez que de 2005 ao ano gás 2008-2009 não existem trabalhos para a própria empresa.

A variação acima referida deve-se, essencialmente, ao acréscimo dos fornecimentos e serviços externos (FSE), nomeadamente à contratação dos serviços da empresa GDP Serviços, cujo custo representa 47,2% do valor dos FSE e 30,3% do total dos custos operacionais (sem custo de aquisição de gás natural, sem amortizações e sem provisões).

Embora a GALP se tenha preocupado em apresentar justificações para algumas das rubricas dos FSE da Lisboagás, por considerar que esta empresa é a maior do universo em análise e por, segundo afirma, ter sofrido alterações relevantes em 2007, não explicou qual o critério utilizado na previsão dos custos com a GDP Serviços (empresa criada para satisfazer as exigências da nova estrutura empresarial do sector do gás natural), tendo apresentado somente uma justificação genérica de que "...o novo enquadramento regulatório do sector do GN deveria ser aproveitado para promover a uniformização de procedimentos e centralização de actividades", pelo que "...seria vantajoso criar uma plataforma central de serviços (GDP Serviços, adiante GDP-S) que, através da transferência de recursos das empresas reguladas e não reguladas da UNGN da GALP, poderá realizar um conjunto significativo de actividades", tais como "...as funções... associadas à Comercialização (Ciclo Comercial, envolvendo nomeadamente a Facturação, Cobrança e Gestão das Reclamações), novas funções (eg. Shipping e Regulação), serviços de Planeamento, Contabilidade, Compras, AQS, etc."

Os FSE da empresa em 2008-2009 ascendem a 31 469 milhares de euros, o que representa um crescimento líquido de 9 275 milhares de euros (42%) face ao valor de 2007. O valor dos acréscimos de FSE é de 15 090 milhares de euros e os decréscimos totalizam 5 800 milhares de euros.

A Lisboagás, em documento remetido à ERSE, apresenta justificação para um crescimento de 6 165 milhares de euros (relativos a um total de 756 milhares de euros, ou seja 24% do total dos FSE e 15,4% do total dos custos operacionais previstos para 2008-2009), nada referindo sobre os decréscimos.

As quatro rubricas, cujo crescimento totaliza 6 165 milhares de euros referem-se a leituras, assistência técnica a clientes, angariação de clientes e rendas e alugueres, seguidamente comentadas:

LEITURAS (815 MILHARES DE EUROS EM 2008-2009)

A justificação apresentada não se compreende, porque é contrária aos valores inscritos no quadro da discriminação dos FSE.

Assim, temos uma justificação de um aumento de 400 milhares de euros, devida à passagem das leituras semestrais (efectuadas pela EDP) para leituras bimestrais, quando os valores apresentados mostram uma diminuição de 2 932 milhares de euros, não se identificando o valor relativo à diminuição.

ASSISTÊNCIA TÉCNICA A CLIENTES (2 631 MILHARES DE EUROS EM 2008-2009)

Neste caso a empresa justifica a variação positiva de cerca de 900 milhões de euros com o aumento da actividade associado ao cumprimento dos requisitos regulatórios impostos pelo RQS (Regulamento da Qualidade de Serviço), que acresce cerca de 500 milhares de euros e mais cerca de 400 milhares de euros do “Programa Segurança no Lar” – relativo a um projecto de verificação das instalações interiores dos clientes. O acréscimo desta rubrica ascende a 1 181 milhares de euros.

ANGARIAÇÃO DE CLIENTES (1 573 MILHARES DE EUROS EM 2008-2009)

O crescimento desta rubrica (cerca de 1 200 milhares de euros) é devido, na sua quase totalidade, a uma alteração contabilística de registo em custos, quando anteriormente o registo se fazia em investimento. Tal alteração resulta de terem cessado os subsídios.

RENDAS E ALUGUERES (2 541 MILHARES DE EUROS EM 2008-2009)

A variação positiva de 838 milhares de euros é justificada quase totalmente (cerca de 500 milhares de euros) com a realocização da Lisboagás de Miraflores para as Torres de Lisboa.

Resta assim, justificar cerca de 23 900 milhares de euros de FSE, dos quais cerca de 14 900 milhares de euros previstos pagar à empresa de prestação de serviços GDP Serviços, empresa do grupo. Não foram explicitados os critérios de definição dos custos de cada uma das tarefas que esta empresa vai desempenhar, pelo que não podemos avaliar da sua razoabilidade.

Relativamente aos Custos com pessoal verifica-se uma diminuição de cerca de 2 280 milhares de euros, mas não é apresentada a discriminação deste decréscimo, para além do facto do pessoal afecto à Comercialização ter passado para a nova empresa de serviços (GDP Serviços), mas como não sabemos qual o número de trabalhadores, nem o vencimento médio, a quantificação é impossível, bem como a avaliação do decréscimo previsto.

Seguidamente, iremos analisar a evolução dos custos operacionais da Lisboagás previstos para o ano gás 2008-2009, comparando-os com os valores reais de 2005 e de 2006 e os valores provisórios de 2007, ainda não auditados, nem aprovados em Assembleia Geral. Os valores previstos para 2008-2009 foram obtidos a partir da última versão das Normas Complementares recebidas das empresas.

Tal como já referido, o Quadro 3-129 mostra que o crescimento do ano de 2008-2009 se deve, essencialmente aos custos com FSE, os quais tinham decrescido de 2006 para 2007 (4%).

Quadro 3-129 - Evolução dos custos operacionais

Unidade: 10³ EUR

| Rubrica | Lisboagás | | | | | | | | |
|--|---------------|---------------|-----------------------|---------------|-----------------------|----------------------|------------------------------|--------------------------|---|
| | 2005 | 2006 | Varição 06/05 % | 2007 | Varição 07/06 % | Ano gás 2008-2009 | Varição 08-09/07 valor | Varição 08-09/07 % | Varição média anualizada 08-09/07 % |
| FSE | 20 746 | 23 067 | 11% | 22 194 | -4% | 31 726 | 9 532 | 43% | 14% |
| <i>GDP Serviços (1)</i> | | | | | | 14 862 | 14 862 | | |
| <i>Serviços Galp Energia (2)</i> | 2 412 | 2 183 | -10% | 1 866 | -15% | 2 094 | | | |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | 0 | | 2 935 | | 2 858 | | | |
| <i>Serviços GDPD</i> | 2 165 | 2 409 | 11% | 550 | -77% | 0 | | | |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | | | | 826 | | 0 | | | |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | | | | 539 | | 0 | | | |
| <i>Outros FSE</i> | 16 169 | 18 475 | 14% | 15 478 | -16% | 11 912 | | | |
| Transferência de custos entre empresas | | | | | | -257 | | | |
| Custos com pessoal | 17 566 | 22 292 | 27% | 19 482 | -13% | 17 766 | -1 716 | -9% | -9% |
| Impostos | 161 | 77 | -52% | 154 | 100% | 171 | 17 | 11% | 38% |
| Outros custos operacionais | 412 | 396 | -4% | 163 | -59% | 847 | 684 | 419% | 36% |
| Total dos custos operacionais globais | 38 885 | 45 832 | 18% | 41 993 | -8% | 50 253 | 8 260 | 20% | 4% |

Nota:

(1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo.

(2) Inclui Contabilidade e Tesouraria, RH, Compras, Incentivos Financeiros, Gestão de riscos e plano de saúde, Serviços Jurídicos, Gestão de instalações e Security, SI

Fonte: Galp Energia

O crescimento do total dos custos operacionais previstos para o ano gás 2008-2009 é de 20% face aos valores de 2007. O Quadro 3-129 mostra ainda que o crescimento do ano de 2008-2009 se deve, essencialmente à rubrica de custos com FSE. Assim, e dado que esta empresa se encontra já em fase de estabilidade, não tendo havido aumento de clientes, seria razoável esperar que os custos com FSE tivessem uma evolução que reflectisse o decréscimo de custos com o pessoal transferidos da comercialização para a empresa externa (GDP serviços) e pouco mais.

Não obtivemos da empresa, como ficou claro no ponto anterior, explicação sobre este aumento tão significativo.

O Quadro 3-130 mostra a evolução do peso dos custos por natureza no total dos custos operacionais.

Quadro 3-130 - Peso dos custos por natureza no total dos custos operacionais

| Rubrica | LisboaGás | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | Peso dos custos % | Peso dos custos % | Peso dos custos % | Peso dos custos % |
| FSE | 53% | 50% | 53% | 63% |
| <i>GDP Serviços (1)</i> | | | | 30% |
| <i>Serviços Galp Energia (2)</i> | 6% | 5% | 4% | 4% |
| <i>Serviços Corporativos</i> | | | | 6% |
| <i>Serviços GDPD</i> | 6% | 5% | 1% | |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | | | | |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | | | | |
| <i>Outros FSE</i> | 42% | 40% | 37% | 24% |
| Transferência de custos entre empresas | | | | |
| Custos com pessoal | 45% | 49% | 46% | 35% |
| Impostos | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Outros custos operacionais | 1% | 1% | 0% | 2% |
| Total custos operacionais globais | 100% | 100% | 100% | 100% |

Notas:

1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo.

(2) Inclui Contabilidade e Tesouraria, RH, Compras, Incentivos Financeiros, Gestão de riscos e plano de saúde, Serviços Jurídicos, Gestão de instalações e Security, SI

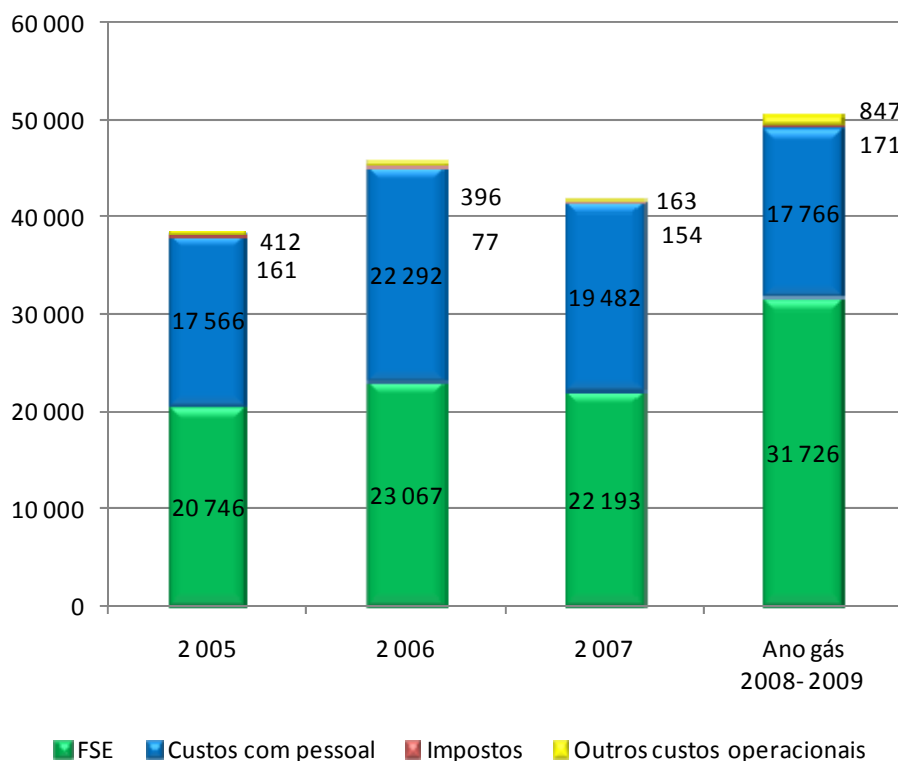
Fonte: Galp Energia

A análise do peso dos custos por natureza no total dos custos operacionais confirma que os FSE adicionados dos custos com pessoal representam cerca de 99% do total dos custos em todos os anos em análise com excepção do ano gás 2008-2009, ano em que a percentagem se prevê ser ligeiramente menor do que no ano de 2005, atingindo 98,5% dos custos operacionais globais.

No entanto, as previsões para o ano gás 2008-2009 apresentam um peso dos FSE superior aos de todos os anos anteriores (63,1%), donde se destaca a rubrica GDP Serviços, com um peso de 29,6% no total dos custos operacionais.

Os custos com pessoal começam por representar 45,2% do total vão oscilando e em 2008-2009 já só apresentam um peso de 35,4%. Não dispomos de informação que permita avaliar com precisão se este decréscimo é o mais adequado, face às alterações ocorridas com a transferência da totalidade dos efectivos da comercialização para a GDP Serviços e com a separação das actividades da Distribuição da Comercialização, com a consequente criação de uma nova empresa.

A Figura 3-92 mostra a evolução da estrutura dos custos operacionais desde 2005 até ao ano gás 2008-2009 (valor previsto pela empresa).

Figura 3-92 - Evolução da estrutura dos custos operacionais

Fonte: Galp Energia

Como esta figura evidencia, os FSE sofrem uma evolução muito acentuada no ano gás 2008-2009, contrariando a tendência de estabilização dos três anos anteriores.

Caso a evolução dos FSE seja a mais correcta, então o decréscimo dos custos com pessoal afigura-se nos que deveria ser mais acentuado, devido à saída dos trabalhadores da comercialização. O número de trabalhadores decresceu de 287, em 31 de Dezembro de 2006, para uma previsão de 208 para o ano gás 2008-2009.

No Quadro 3-131 analisamos a evolução dos custos unitários em valor e em percentagem desde o ano 2005 até ao ano gás 2008-2009.

Quadro 3-131 - Custos operacionais unitários

| | 2005 | 2006 | 2007 | Ano gás 2008-2009 |
|---|---------|---------|---------|----------------------|
| Custos operacionais globais 10 ³ EUR | 38 885 | 45 832 | 41 993 | 50 253 |
| Variação do custo operacional global (%) | | 17,9% | -8,4% | 19,7% |
| Número de clientes | 447 027 | 459 972 | 469 984 | 469 877 |
| Custo unitário 10 ³ EUR | 87 | 100 | 89 | 107 |
| Variação do custo unitário (%) | | 14,5% | -10,3% | 19,7% |

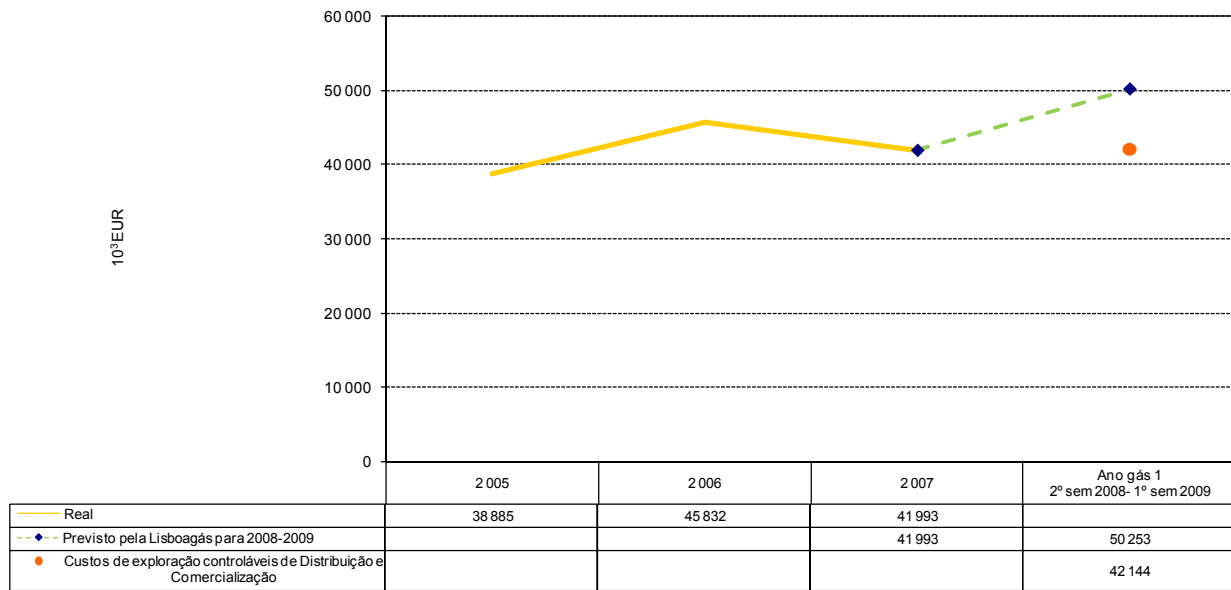
Como era expectável a evolução dos custos unitários é muito semelhante à dos valores totais, dada a fase de maturidade desta empresa.

No entanto, a simples referência à separação da actividade de distribuição da actividade de comercialização e ao acréscimo de exigências por parte da regulação sem qualquer quantificação não nos parecem suficientes para justificar o acréscimo dos custos operacionais de 19,7% previsto para o ano gás 2008-2009, quando comparado com o decréscimo de 8,4% verificado em 2007.

3.11.1.3 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Na Figura 3-93 podemos apreciar a evolução das diferentes naturezas dos custos de exploração da Lisboagás, desde 2005 até ao valor previsto para o ano gás 2008-2009. O ano gás 2008-2009 evidencia o valor da empresa e o valor dos custos de exploração aceites pela ERSE, sendo que a diferença ascende a 8 109 milhares de euros.

Figura 3-93 - Evolução dos custos de exploração



O valor dos custos de exploração aceite pela ERSE para a Lisboagás e Lisboagás Comercialização, respectivamente actividade de Distribuição de gás natural e actividade de Comercialização de gás natural, foi determinado de acordo com a metodologia descrita no ponto 3.6.5, tendo a afectação do valor final para cada uma das actividades sido afectada em função do peso inicial dos custos de exploração de cada uma.

3.11.2 LISBOAGÁS GDL – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE LISBOA, S.A.

3.11.2.1 ACTIVIDADE

A Lisboagás GDL – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A. foi constituída em 1 de Julho de 1995. O objecto principal da empresa consiste na obtenção, armazenagem e distribuição de gás combustível canalizado.

A Lisboagás actua numa área de concessão constituída por 16 concelhos.

O serviço público foi concessionado pelo Estado Português à Lisboagás, em 1993, por um período de 35 anos. Este contrato de concessão foi renegociado e assinado no dia 11 de Abril do corrente ano, contando-se agora como prazo da concessão um período de 40 anos a partir de 1 de Janeiro de 2008.

O capital social da empresa em 31 de Dezembro de 2007, no montante de 60 000 milhares de euros, encontrava-se totalmente realizado, sendo detido a 100% pela GDP – Distribuição, SGPS, S.A..

Como referido anteriormente, a legislação que regula o sector impôs que as empresas com mais de 100 mil clientes procedessem à separação jurídica das suas actividades de distribuição e de comercialização de gás natural, pelo que a Lisboagás criou em 24 de Julho de 2007 uma nova empresa, a Lisboagás Comercialização, S.A., para dar cumprimento ao estabelecido.

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

3.11.2.2.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que os proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição, sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS);
- Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT);
- Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, a ERSE procedeu às seguintes alterações aos valores enviados pela Lisboagás:

1. Base de custos operacionais aceites para regulação: alteração dos custos operacionais em resultado da metodologia de aceitação de custos justificada no ponto 3.6.5;
2. Dedução do valor dos contadores à base de activos regulados;
3. Quantidades fornecidas de gás natural.

Foram alteradas as quantidades de gás natural propostas pela empresa para o ano gás 2008-2009, de 524 756 10³m³ para 603 813 10³m³, aplicando-se a mesma proporção para os 40 anos da concessão;

4. Harmonização das taxas de inflação utilizadas para o ano gás 2008-2009: em vez das taxas de 2,3% e de 2,2%, a ERSE considerou 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009.

3.11.2.3 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS, são apresentados no Quadro 3-132.

Quadro 3-132 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|---|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORD}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 1 746 |
| $\Delta F_{UGS,t-2}^{ORD}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | |
| 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 | |
| $F_{UGS,t}^{ORD}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 1 746 |
| $F_{UGS,t}^{ORD} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORD} - \Delta F_{UGS,t-2}^{ORD} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2$ | | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 1 746 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.11.2.4 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT, são apresentados no Quadro 3-133.

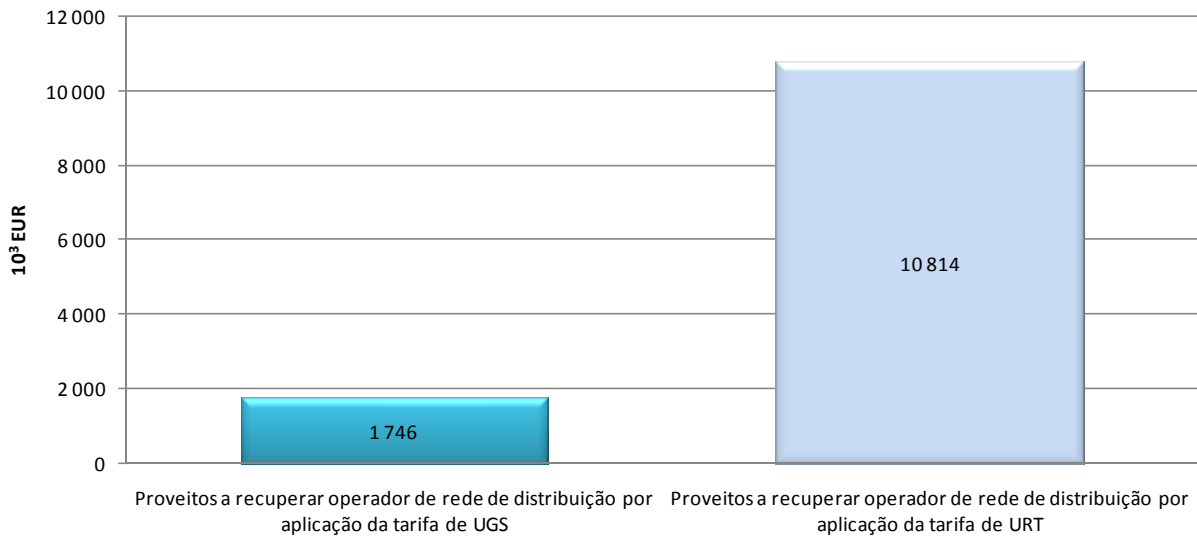
Quadro 3-133 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\widetilde{C}_{URF,t}^{ORD}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 10 814 |
| $\Delta_{URF,t-2}^{ORD}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | |
| 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 | |
| $\widetilde{P}_{URF,t}^{ORD}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 10 814 |
| | $\widetilde{P}_{URF,t}^{ORD} = \widetilde{C}_{URF,t}^{ORD} - \Delta_{URF,t-2}^{ORD} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 10 814 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-94 ilustra os proveitos permitidos da Lisboagás com a recuperação dos custos do operador da rede distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-94 - Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de UGS e URT



3.11.2.5 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural a recuperar pela Lisboagás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, apurados para a actividade de Distribuição são os apresentados no Quadro 3-134, ascendendo a 88 348 milhares de euros.

Quadro 3-134 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|---|--|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 58 008 |
| $\tilde{E}_{D,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 30 996 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 656 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | |
| i_{t-1}^p | 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 | |
| $\Delta F_{GRD,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | |
| Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | | |
| $\tilde{R}_{GRD,t}^{ORDk}$ | $\tilde{R}_{GRD,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{E}_{D,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^p}{100}\right)^2 - \Delta F_{GRD,t-2}^{ORDk}$ | 88 348 |

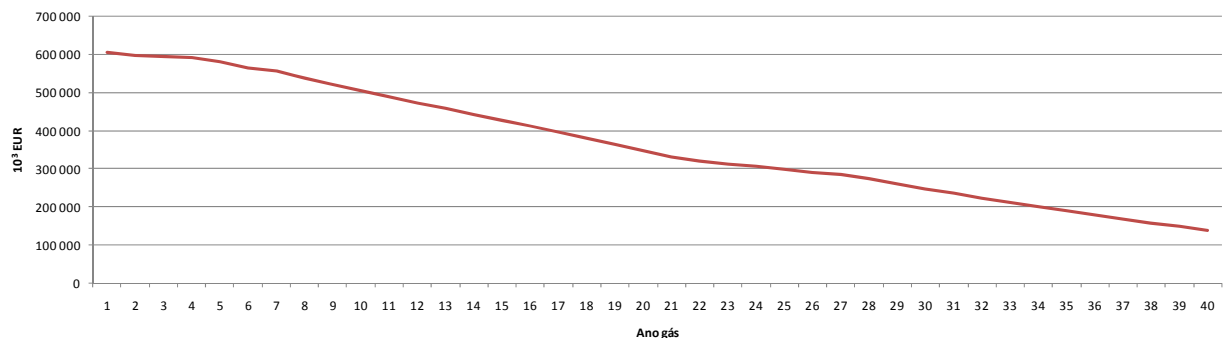
3.11.2.5.1 CUSTO COM CAPITAL

O valor, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor de activos imobilizados não financeiros em exploração, deduzido de amortizações e de subsídios ao investimento. Não são considerados para efeitos de cálculo do custo com capital os imobilizados em curso, sendo os novos investimentos remunerados a partir do momento em que são transferidos para exploração. Além disso, tal como já referido foram deduzidos à base de activos para remuneração os valores referentes a contadores.

A informação enviada pela LisboaGás evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer durante os 40 anos da concessão e as participações ao investimento ao longo do período da concessão. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, para cada um dos anos da concessão.

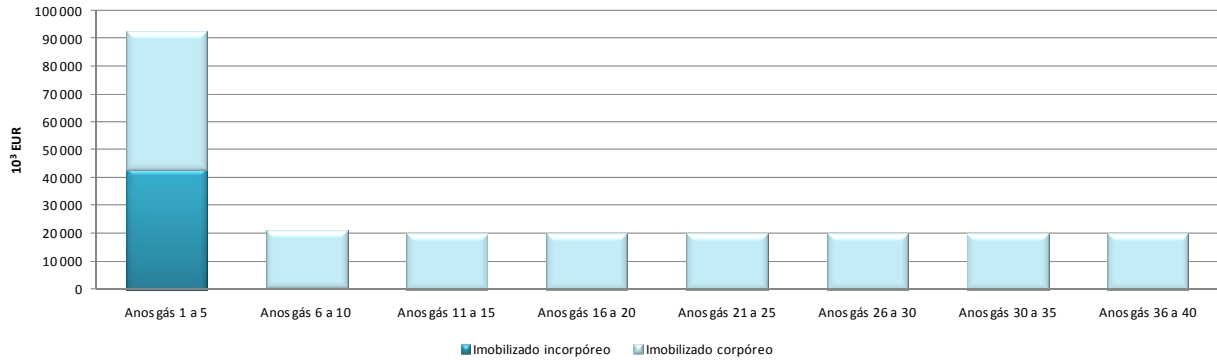
A Figura 3-95 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 40 anos da concessão.

Figura 3-95 - Imobilizado líquido de amortizações e de subsídios da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da LisboaGás para o período da concessão ascende a cerca de 229,2 milhões de euros, distribuídos ao longo do período da concessão conforme é evidenciado na Figura 3-96.

Figura 3-96 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural



No Quadro 3-135 apresenta-se o valor do imobilizado líquido a remunerar, aceite para as tarifas do ano gás 2008-2009, o qual é obtido pela diferença entre o imobilizado líquido e os subsídios ao investimento. O imobilizado está desagregado pelas principais rubricas.

Quadro 3-135 - Imobilizado líquido a remunerar da actividade de Distribuição de gás natural

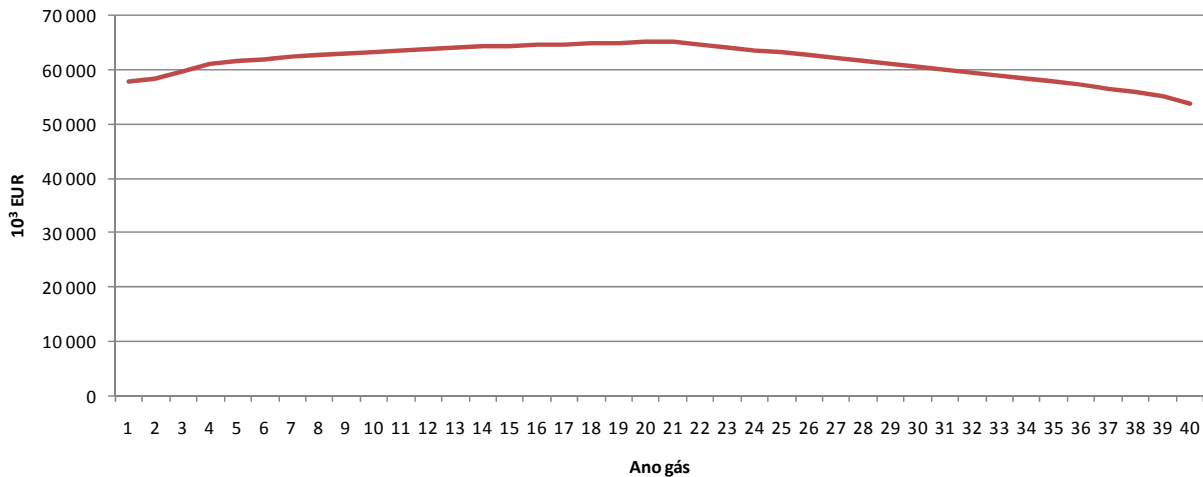
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 | Peso % |
|------------------|--|----------------------|------------|
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 747 831 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 216 813 | 29% |
| | Despesas de instalação | 7 714 | 1% |
| | Reconversão de consumos para gás natural | 208 527 | 28% |
| | Outras imobilizações incorpóreas | 198 | 0% |
| 3 | Imobilizado em curso | 375 | 0% |
| 4 | Imobilizado Corpóreo | 531 017 | 71% |
| | Terrenos e recursos naturais | 5 461 | 1% |
| | Edifícios e outras construções | 2 394 | 0% |
| | Equipamento básico | 511 790 | 68% |
| | Equipamento de transporte | 217 | 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 35 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 2 119 | 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 2 032 | 0% |
| 5 | Imobilizado em curso | 6 970 | 1% |
| 6 | Subsídios Líquidos | 135 341 | |
| 7=1-3-5-6 | Imobilizado líquido a remunerar | 605 145 | 81% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 58 008 milhares de euros correspondendo a 66% do total dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

A Figura 3-97 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural, para o período da concessão.

Figura 3-97 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural



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

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da LisboaGás, foi calculado de acordo com o artigo 66.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT, apresentados anteriormente, conforme se pode observar no Quadro 3-136.

Quadro 3-136 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

| | | Unidade: 10 ⁵ EUR |
|---|--|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\frac{R_{OED}}{R_{VET,t}}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 1 746 |
| $\frac{R_{OED}}{R_{VET,t}}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 10 814 |
| $\frac{R_{OED}}{R_{VET,t}}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 88 348 |
| $\frac{R_{OED}}{R_{VET,t}}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 100 909 |
| $\frac{R_{OED}}{R_{VET,t}} = \frac{R_{OED}}{R_{VET,t}} + \frac{R_{OED}}{R_{VET,t}} + \frac{R_{OED}}{R_{VET,t}}$ | | |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de -6,2% relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo -831 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores, -6 070 milhares de euros, relativos à redução dos custos de exploração e 193 milhares de euros resultantes da alteração da taxa de inflação. O impacte total, bem como as alterações estão evidenciados no Quadro 3-137.

Quadro 3-137 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações da ERSE | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|---|----------------|-------------------------|--------------------|----------------------------|----------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| | | | Contadores | Quantidades de gás natural | Custos de exploração | | Taxa de inflação | Valor |
| Aplicação da tarifa de UGS | 1 746 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 746 | 0 | - |
| Aplicação da tarifa de UGS | 10 814 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 814 | 0 | - |
| Actividade de Distribuição | 95 056 | -831 | 0 | -6 070 | 193 | 88 348 | -6708 | -7,1% |
| Actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 107 617 | -831 | 0 | -6 070 | 193 | 100 909 | -6 708 | -6,2% |

3.11.3 LISBOAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

3.11.3.1 ACTIVIDADE

A Lisboagás Comercialização, S.A. foi constituída em 24 de Julho de 2007. O objecto principal da empresa consiste na compra e venda de gás natural, em regime de comercialização de último recurso, retalhista, bem como o exercício das actividades e a prestação dos serviços directa e indirectamente relacionados.

A Lisboagás Comercialização actua numa área de concessão constituída por 16 concelhos.

Esta empresa exerce a actividade de comercializador de último recurso, estando sujeita a atribuição de licença, de acordo com o disposto no artigo 40.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro. Não temos conhecimento que, até à presente data, a licença tenha sido atribuída.

O capital social da empresa em 31 de Dezembro de 2007, no montante de 50 milhares de euros, encontrava-se totalmente realizado, sendo detido a 100% pela Lisboagás GDL – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.

3.11.3.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.11.3.2.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Lisboagás, tendo a ERSE procedido às seguintes alterações:

- a) Como custo unitário de aquisição de gás natural ao comercializador de último recurso grossista o valor de 2,153 cent€/kWh. Este preço inclui para além do custo do gás natural, custos com a utilização de infra-estruturas de acesso do terminal de GNL, das instalações de armazenamento subterrâneo e outros custos de funcionamento daquele comercializador.

- b) Taxas de inflação consideradas pela Lisboagás, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.
- c) Inclusão de um proveito adicional em cumprimento do estabelecido no novo contrato de concessão associado ao número de clientes registados a 30 de Junho de 2008.

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que os proveitos permitidos do comercializador de último recurso retalhista sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural;
- Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN;
- Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural.

3.11.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

Os proveitos permitidos à função de Compra e Venda de gás natural, são apresentados no Quadro 3-138.

Quadro 3-138 - Proveitos permitidos à função de Compra e Venda de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-------------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $C_{GN,CVR,t}^{CUR,k}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 53 901 |
| $C_{GN,OF,t}^{CUR,k}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | |
| $C_{UTRA,t}^{CUR,k}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | |
| $C_{UAS,t}^{CUR,k}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | |
| $\Delta R_{BP,t-1}^{CUR,k}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1 | |
| $\Delta R_{CVGN,t-2}^{CUR,k}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária | |
| $\Delta R_{TVCF,t-2}^{CUR,k}$ | Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas | |
| $R_{CVGN,t}^{CUR,k}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, previstos para o ano gás t | 53 901 |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 53 901 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do preço médio de 2,153 cent€/kWh às quantidades de gás natural consideradas pela ERSE, a adquirir pela Lisboagás um montante de 2 504 GWh.

A Lisboagás não apresentou qualquer outro tipo de custo ao nível desta função.

3.11.3.4 PROVEITOS PERMITIDOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

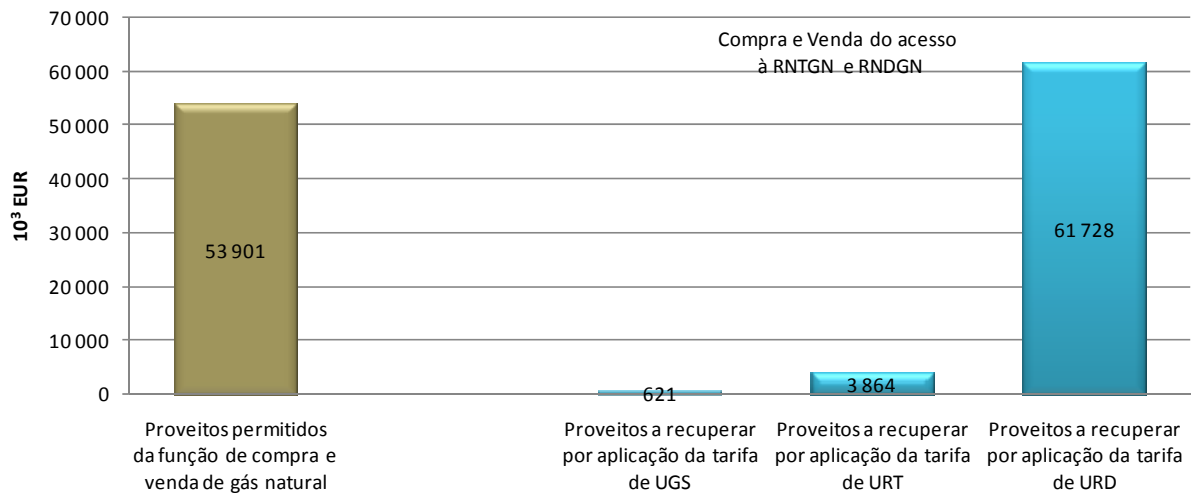
O valor total dos proveitos permitidos à função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 78.º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-139.

Quadro 3-139 - Proveitos permitidos à função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 621 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 3 864 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 61 728 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t | 66 212 |
| | $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 66 212 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

A Figura 3-98 ilustra os proveitos permitidos da Lisboagás Comercialização com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-98 - Proveitos permitidos às funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN

3.11.3.5 PROVEITOS PERMITIDOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Os proveitos da função comercialização de gás natural a recuperar pela Lisboagás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com a nova fórmula de regulação recentemente revista e constante do artigo 79.º do Regulamento Tarifário. Em anexo apresenta-se o novo articulado a integrar no Regulamento Tarifário a publicar em Diário da República oportunamente.

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural a recuperar pela Lisboagás Comercialização, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 79.º do Regulamento Tarifário.

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram tidos em consideração os pressupostos mencionados anteriormente. Nomeadamente os custos de exploração da Lisboagás Comercialização não foram aceites na sua totalidade, tendo a ERSE efectuado uma redução dos custos de exploração de acordo com os critérios descritos no ponto de pressupostos. A metodologia de aceitação de custos aplicada na Lisboagás Comercialização resultou num valor de custos de exploração para 2008-2009 de 11 436 milhares de euros.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-140, ascendendo a 13 580 milhares de euros.

Quadro 3-140 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás |
|-----------------------------|---|---------------|
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{C_j,t}^{CVRk}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 11 436 |
| $\tilde{A}_{C_j,t}^{CVRk}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C_j,t}^{CVRk}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{C_j,t}^{CVRk}$ | Margem de comercialização | 306 |
| $CL_{C_{i,n}}^{CVRk}$ | Proveitos adicionais relativos ao número de clientes estabelecido na licença de comercialização | 1 838 |
| $\Delta R_{C_j,t-2}^{CVRk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CVRk}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t | 13 580 |
| | $\tilde{R}_{C,t}^{CVRk} = \sum_j \tilde{R}_{C_j,t}^{CVRk} = \sum_j (\tilde{C}_{C_j,t}^{CVRk} + \tilde{A}_{C_j,t}^{CVRk} - \tilde{S}_{C_j,t}^{CVRk} + \tilde{D}_{C_j,t}^{CVRk} + CL_{C_{i,n}}^{CVRk} - \Delta R_{C_j,t-2}^{CVRk})$ | |

3.11.3.5.1 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de Comercialização de gás natural.

3.11.3.5.2 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente.

O valor de comercialização ascende a 306 milhares de euros.

3.11.3.5.3 MARGEM DE POR CLIENTE

Conforme já referido, a renegociação do anterior contrato de concessão conduziu a que ficasse estabelecido no novo contrato de concessão, que o Estado assegure à Lisboagás Comercialização, durante os 5 primeiros períodos de regulação, uma margem de 4 euros por cliente por ano, pelo número de clientes reportado no início de cada período de regulação.

Considerando 459 419 como o número de clientes estimado desde o início deste primeiro período de regulação desta actividade (30 de Junho de 2008), a aplicação da referida margem conduz a um valor de 1 838 milhares de euros para este proveito adicional.

3.11.3.6 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Lisboagás, foi calculado de acordo com o artigo 76.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, apresentados no Quadro 3-141 ascendem a 133 693 milhares de euros, sendo 53 901 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 66 212 milhares de euros da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN e 13 580 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-141 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|------------------------------|--|----------------------|
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 53 901 |
| $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 66 212 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 13 580 |
| $\tilde{R}_{TVFC,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk} + \tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURk} + \tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | 133 693 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram o impacte nos proveitos permitidos de -0,1%, correspondendo a um decréscimo de -188 milhares de euros, relativamente ao cenário base correspondente, sendo 1 838 milhares de euros devido à margem de comercialização de 4 euros por cliente por ano previsto no contrato de concessão, 161 milhares de euros resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás natural, -2 242 milhares de euros resultantes da diminuição dos custos de exploração e 56 milhares de euros, devido à alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-142.

Quadro 3-142 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| Cenário base | Alterações legislativas | Decisões da ERSE | | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|-------------------------------|-------------------------|------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| | | 4€ por cliente | Custo de aquisição do gás natural | Custos de exploração | Taxa de inflação | | Valor | % |
| | | | | | | | | |
| Compra e venda de gás natural | 53.740 | 0 | 161 | 0 | 0 | 53.901 | 161 | 0,3% |
| Compra e venda de acessos | 66.212 | 0 | 0 | 0 | 0 | 66.212 | 0 | 0,0% |
| Comercialização | 13.929 | 1.838 | 0 | -2.242 | 56 | 13.580 | -349 | -2,5% |
| Comercialização | 133.881 | 1.838 | 161 | -2.242 | 56 | 133.693 | -188 | -0,1% |

3.12 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS LUSITANIAGÁS – COMPANHIA DE GÁS DO CENTRO, S.A. E LUSITANIAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A

Dado que a regulação das actividades de Distribuição e de Comercialização das empresas do sector do gás natural se está a efectuar pela primeira vez e que as empresas só procederam à separação das actividades em meados de 2007, não existe historial que permita aferir da razoabilidade dos valores apresentados para cada uma das actividades.

Deste modo, a análise dos custos de exploração incide sobre a soma dos valores das duas actividades do ano gás 2008-2009, procedendo-se como se as empresas não tivessem separado as mesmas, o que torna comparáveis os valores do ano gás com os de anos anteriores.

3.12.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Como foi referido anteriormente, os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural são aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Entendeu-se que esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento, e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao desenvolvimento das suas actividades.

Nessa análise, dever-se-á ter em conta a dificuldade na comparabilidade dos valores entre os vários anos considerados. A análise apresentada de seguida, é efectuada aos custos operacionais deduzidos dos custos de aquisição de gás natural, de amortizações e de provisões.

Através dessa análise aos custos operacionais, verificamos que de 2006 para 2007 o aumento dos fornecimentos e serviços externos, dos custos com pessoal e de outros custos operacionais (sem amortizações e provisões) é de cerca de 12%, o que em termos absolutos representa cerca de 1 317 milhares de euros. Quanto à variação de 2007 para o ano gás 2008-2009 nos fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal, verifica-se que o crescimento é de cerca de 38% representando em valores absolutos 4 477 milhares de euros. Esta evolução pode ser observada no Quadro 3-143.

Quadro 3-143 - Evolução dos custos de exploraçãoUnidade:10³ EUR

| | 2005 | 2006 | Variação % 06/05 | 2007 | Variação % 07/06 | Ano gás 2008-2009 | Variação % ano gás anualizada/07 |
|--|---------------|---------------|---------------------|---------------|---------------------|----------------------|--|
| FSE | 6 669 | 6 748 | | 8 013 | | 12 440 | |
| Transferência de custos entre empresas | | | | | | -147 | |
| FSE "líquidos" | 6 669 | 6 748 | 1% | 8 013 | 19% | 12 293 | 33% |
| Custos com pessoal | 3 168 | 3 394 | 7% | 3 363 | -1% | 3 889 | 10% |
| Impostos | 225 | 130 | -42% | 60 | -54% | 55 | -6% |
| Outros custos operacionais | 139 | 342 | 146% | 496 | 45% | 567 | 9% |
| Custos de exploração | 10 201 | 10 614 | 4% | 11 931 | 12% | 16 804 | 26% |

Fonte: Galp Energia

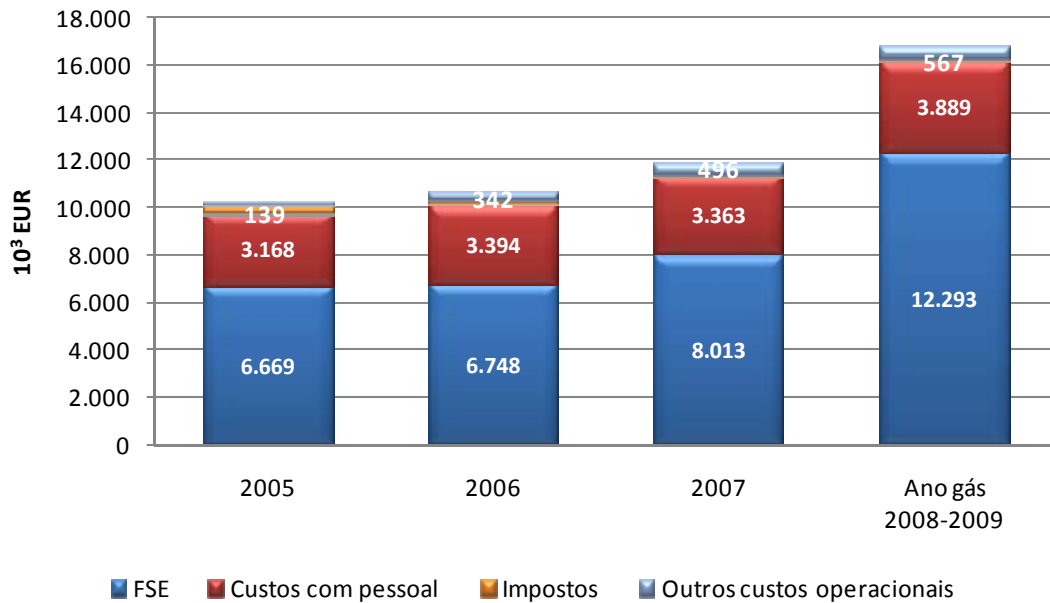
Os custos operacionais sem amortizações e provisões são iguais aos custos de exploração uma vez que na Lusitaniagás de 2005 para o ano gás 2008-2009 não existem trabalhos para a própria empresa.

Os fornecimentos e serviços externos de 2006 para 2007 aumentam cerca de 19% e de 2007 para o ano gás 2008-2009 cerca de 33%. De referir que estes são os custos mais representativos do total de custos apresentados.

Quanto aos custos com pessoal diminuem de 2006 para 2007 cerca de 1% e de 2007 para o ano gás 2008-2009 aumentam cerca de 10%.

Seguidamente apresentamos a Figura 3-99 onde se apresenta a evolução da estrutura dos custos operacionais:

Figura 3-99 - Evolução dos custos operacionais



Fonte: Galp Energia

A Galp refere que existiu uma transferência de recursos humanos para a GDP Serviços, que representa cerca de 47% do total dos custos, justificando assim o aumento substancial dos fornecimentos e serviços externos. No entanto, os custos com pessoal não diminuíram na mesma proporção tendo inclusivamente aumentado em valor absoluto, como se pode verificar na figura acima apresentada.

Quanto aos restantes custos, impostos, outros custos operacionais, estes têm um peso diminuto na estrutura dos custos.

Se efectuarmos a análise conjunta das duas principais rubricas dos custos operacionais (FSE e custos com pessoal) verificamos que de 2006 para 2007 o crescimento é de apenas 12% enquanto que no período seguinte é de 41%. Não nos tendo sido apresentadas justificações para tão grande crescimento dificilmente se poderá aceitar como razoável esta evolução.

No Quadro 3-144 apresenta-se a discriminação dos fornecimentos e serviços externos.

Quadro 3-144 - Evolução dos fornecimentos e serviços externos

Unidade: 10³ EUR

| | 2005 | 2006 | Variação % 05/06 | 2007 | Variação % 06/07 | Ano gás 2008-2009 | Variação % 07 ano gás anualizada |
|--|-------|-------|---------------------|-------|---------------------|----------------------|--|
| FSE | 6 669 | 6 748 | | 8 013 | | 12 440 | |
| GDP Serviços | 0 | 0 | | 0 | | 5 828 | |
| Shipping | | | | | | 133 | |
| Regulação | | | | | | 71 | |
| Serviços Técnicos | | | | | | 355 | |
| AQS | | | | | | 30 | |
| Desenvolvimento Negócio/Marketing | | | | | | 617 | |
| Gestão Ciclo Comercial | | | | | | 2 290 | |
| Apoio ao Cliente | | | | | | 1 526 | |
| Reorganização da UNGN | | | | | | 401 | |
| Planeamento e Controlo | | | | | | 75 | |
| Sistemas de Informação | | | | | | 330 | |
| Serviços Galp Energia | 639 | 548 | -14% | 744 | 36% | 549 | -18% |
| Serviços Corporativos | 0 | 0 | | 926 | | 981 | 4% |
| Serviços GDPD | 1 057 | 1 267 | 20% | 293 | -77% | 0 | -100% |
| Serviços GDPD (Open SGC) | 0 | 0 | | 542 | | 0 | -100% |
| Serviços Galp Gás Natural | 0 | 0 | | 287 | | 0 | -100% |
| Outros FSE | 4 973 | 4 934 | -1% | 5 220 | 6% | 4 935 | -4% |
| Conservação e Manutenção da Rede | 772 | 719 | -7% | 794 | 10% | 1 651 | 63% |
| Electricidade, Água e Combustíveis | 176 | 207 | 18% | 200 | -3% | 208 | 3% |
| Leituras | 725 | 786 | 8% | 904 | 15% | 265 | -56% |
| Rendas e Alugueres | 346 | 344 | 0% | 285 | -17% | 353 | 15% |
| Atendimento a Clientes | 385 | 432 | 12% | 443 | 3% | 0 | -100% |
| Assistência Técnica a Clientes | 612 | 593 | -3% | 599 | 1% | 596 | 0% |
| Religações (custo CURR cobrado pela ORD) | | | | | | -147 | |
| Comunicação | 279 | 273 | -2% | 247 | -10% | 240 | -2% |
| Seguros | 240 | 271 | 13% | 224 | -17% | 204 | -6% |
| Marketing e Publicidade | 338 | 150 | -56% | 146 | -2% | 15 | -78% |
| Limpeza e Segurança | 109 | 110 | 1% | 113 | 3% | 113 | 0% |
| Angariações | | | | | | | |
| Serviços Informaticos | 48 | 78 | 62% | 0 | -100% | 0 | -100% |
| Outros | 944 | 971 | 3% | 1 265 | 30% | 1 437 | 9% |
| Cedência de Pessoal | 717 | 157 | -78% | 126 | -20% | 0 | -100% |

Fonte: Galp Energia

Através da análise aos fornecimentos e serviços externos, podemos observar que a rubrica que mais se acentuou no ano gás 2008-2009 foi a GDP Serviços, destacando-se dentro desta as rubricas Gestão Ciclo comercial e Apoio ao Cliente. Os outros fornecimentos e serviços externos diminuíram de 2005 para 2006 tendo aumentado ligeiramente de 2006 para 2007. Entre o ano de 2007 e o ano gás 2008-2009 assistimos a um decréscimo de 4%. Inserido nesta rubrica podemos salientar a rubrica conservação e manutenção de rede que de 2007 para o ano gás 2008-2009 aumentou cerca de 63% e os outros que aumentaram sucessivamente de 2005 para o ano gás 2008-2009.

De salientar que nos fornecimentos e serviços externos o peso da GDP Serviços é notório, cerca de 35% do total dos custos operacionais.

De referir que a Galp nas conclusões da análise de estrutura e evolução dos custos operacionais realça o aumento notório dos custos de manutenção de rede na Lusitaniagás. No entanto, através da nossa

análise verificamos que no ano gás 2008-2009, esta sub rubrica cifrou-se em 1 651 milhares de euros, o que corresponde a um aumento de 856 milhares de euros, representando em termos de peso nos FSE apenas cerca de 13%. Em 2007 esta sub rubrica apresentava o valor de 794 milhares de euros com o peso de 10% dos Fornecimentos e serviços externos. Podemos concluir que a referência efectuada pela Galp não compreende tanta importância como é dada por esta.

Podemos observar que o peso dos outros fornecimentos e serviços externos tem vindo a diminuir, sendo de 44% em 2007 para passar a 30% no ano gás 2008-2009. Neste último ano os outros fornecimentos e serviços externos referem-se essencialmente a conservação e manutenção da rede, assistência técnica a clientes, rendas e alugueres e a outros não discriminados pela Galp. Estas quatro rubricas representam 82% do total dos outros fornecimentos e serviços externos.

Seguidamente apresentamos a evolução do peso dos custos operacionais no Quadro 3-145:

Quadro 3-145 - Evolução da estrutura dos custos operacionais

Unidade:10³ EUR

| | Peso dos custos 06 | Peso dos custos 07 | Peso dos custos 08/09 |
|--|--------------------|--------------------|-----------------------|
| FSE | | | |
| Transferência de custos entre empresas | | | |
| FSE "líquidos" | 64% | 67% | 73% |
| Custos com pessoal | 32% | 28% | 23% |
| Impostos | 1% | 1% | 0% |
| Outros custos operacionais | 3% | 4% | 3% |
| Custos operacionais | 100% | 100% | 100% |

Fonte: Galp Energia

No que se refere à estrutura dos custos verificamos que os fornecimentos e serviços externos aumentam anualmente o seu peso passando de 67% em 2007 para 73% no ano gás 2008-2009. Quanto aos custos com pessoal estes diminuem a sua importância passando de 28% em 2007 para 23% no ano gás 2008-2009.

No Quadro 3-146 analisamos a evolução dos custos unitários em percentagem desde o ano 2005 ao ano gás 2008-2009.

Quadro 3-146 - Custos operacionais unitários

Unidade:10³ EUR

| | 2005 | 2006 | Variação % 05/06 | 2007 | Variação % 06/07 | Ano gás 2008-2009 | Variação % 07 ano gás anualizada |
|--|---------|---------|---------------------|---------|---------------------|----------------------|--|
| Custos operacionais sem amort e sem prov | 10 201 | 10 614 | 4% | 11 931 | 12% | 16 804 | 41% |
| Número de clientes | 134 318 | 146 741 | 9% | 159 097 | 8% | 168 430 | 6% |
| Custos operacionais por cliente (€/cliente) | 76 | 72 | -5% | 75 | 4% | 100 | 33% |

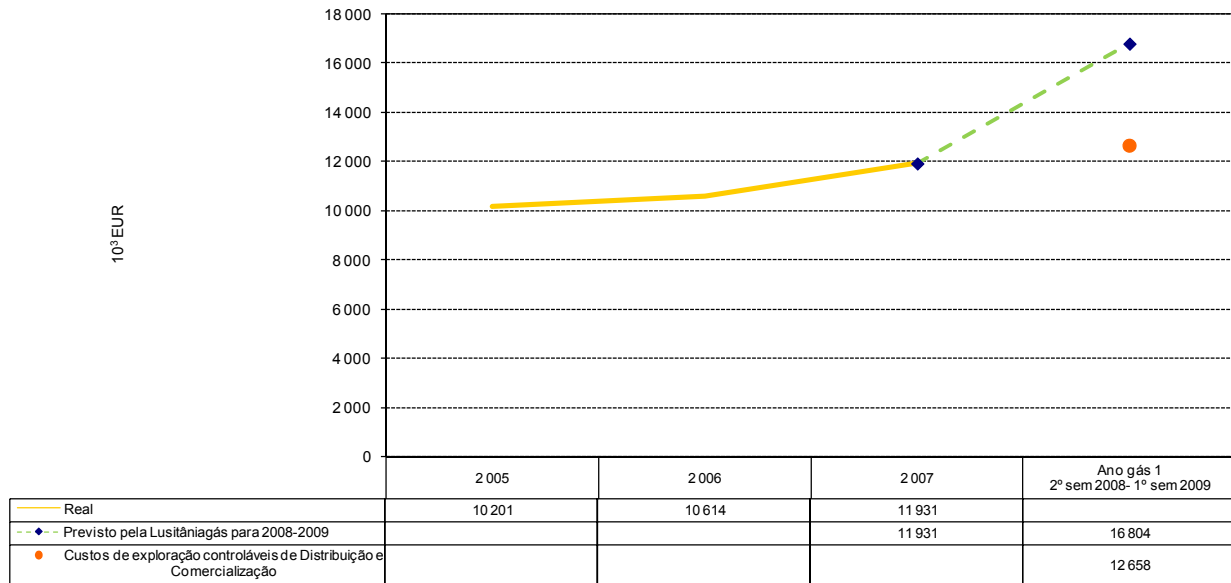
Fonte: Galp Energia

No que se refere aos custos operacionais unitários, podemos verificar que de 2005 para 2006 o crescimento de clientes foi superior ao aumento dos custos operacionais totais tendo gerado uma diminuição dos custos unitários.

Quanto aos anos seguintes, verificamos que de 2006 para 2007 os custos aumentaram numa percentagem superior ao número de clientes e de 2007 para o ano gás 2008-2009 esse crescimento ainda é mais notório. Quanto aos clientes a subida de 2006 para o ano gás 2008-2009, não é tão significativa tendo originado um aumento expressivo dos custos unitários. Como se pode observar de 2007 para o ano gás 2008-2009, os custos unitários subiram cerca de 33%.

Na Figura 3-100 podemos apreciar a evolução das diferentes naturezas dos custos de exploração da Lusitaniagás, desde 2005 até ao valor previsto para o ano gás 2008-2009. O ano gás 2008-2009 evidencia o valor da empresa e o valor dos custos de exploração aceites pela ERSE.

Figura 3-100 – Evolução dos custos de exploração



O valor dos custos de exploração aceite pela ERSE para a Lusitaniagás Distribuição e Lusitaniagás Comercialização, respectivamente para as actividades de Distribuição de gás natural e de Comercialização de gás natural, foi determinado de acordo com a metodologia descrita no ponto 3.6.5, tendo a afectação do valor final para cada uma das actividades sido efectuada em função do peso inicial dos custos de exploração de cada uma.

3.12.2 LUSITANIAGÁS – COMPANHIA DE GÁS DO CENTRO, S.A.

3.12.2.1 ACTIVIDADE

A Lusitaniagás – Companhia de Gás do Centro, S.A. (Lusitaniagás Distribuição) foi constituída a 30 de Janeiro de 1992, é uma sociedade anónima com sede em Aveiro e tem como objecto a exploração em regime de serviço público, da rede de distribuição regional de gás natural e dos seus gases de substituição na zona Centro de Portugal, assim como a construção e manutenção das respectivas infra-estruturas.

Este serviço público foi concessionado à Lusitaniagás Distribuição por um período de 35 anos (até ao ano de 2028), pelo Estado Português. Este contrato esteve em vigor até ao ano de 2007 (*inclusive*), ano de transição. No dia 11 de Abril de 2008 foram renegociados os contratos de concessão com as

empresas distribuidoras ao abrigo da nova legislação para o sector, sendo que os novos contratos prevêem um período de concessão de 40 anos, a partir de 1 de Janeiro de 2008.

No âmbito do quadro legal do sector do gás natural aprovado pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e desenvolvido pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, a Lusitaniagás Distribuição, sofreu uma alteração ao modelo de negócio. Deste modo, com o processo de transmissão dos activos regulados, a Empresa celebrou, em 26 de Julho de 2007, um Contrato de direito de acesso aos seus gasodutos de média pressão com a empresa Transgás, S.A.. Como preconizado neste contrato, a empresa debita uma tarifa à Transgás, S.A. pela utilização de gasodutos de média pressão e demais serviços, nomeadamente serviços de manutenção.

De forma a concretizar a separação de actividades de distribuição e comercialização de gás natural prevista no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, em 25 de Julho foi assinado um contrato entre a Lusitaniagás Distribuição e a Galp Gás Natural, S.A. relativo à transmissão dos activos regulados e cujo processo foi denominado de *unbundling*.

Em 31 de Dezembro de 2007 a estrutura accionista da Lusitaniagás Distribuição era a seguinte

- GDP – Distribuição, SGPS, S.A. - 81%
- Eni S.p.A. – 11%
- Petróleos de Portugal, S.A. – 4%
- Outros accionistas – 4%

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

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pela Lusitaniagás Distribuição. Tendo a ERSE procedido às seguintes alterações:

- a) Por imposição legislativa (Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro), conforme referido anteriormente, os contadores foram retirados da base de activos regulados, bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações);
- b) Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos CUR e das empresas de rede (Distribuidoras e REN), assumiram-se como válidas as previsões dos CURr e CURg. Por outro lado, definiu-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiram-se estas quantidades preservando a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007 no que respeita ao crescimento natural dos consumos. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas 3 maiores distribuidoras, afectando, portanto, a Lusitaniagás Distribuição.

Assim para os distribuidores regionais, as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos CURr, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo CURG e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007. No caso da Lusitaniagás Distribuição, foram alteradas as quantidades de gás natural propostas por esta, para o ano gás 2008-2009, de 672 785 mil m³ para 748 801 mil m³ aplicando-se a mesma proporção para os 40 anos da concessão;

- c) As taxas de inflação consideradas pela Lusitaniagás Distribuição, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

3.12.2.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário, apresentado no Quadro 3-147.

Quadro 3-147 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 2 166 |
| $\Delta R_{UGS,t-2}^{ORD_k}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | |
| i_{t-1}^R | 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 | 0,000 |
| $\tilde{P}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 2 166 |
| $\tilde{P}_{UGS,t}^{ORD_k} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORD_k} - \Delta R_{UGS,t-2}^{ORD_k} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^R}{100} \right)^2$ | | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 2 166 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.12.2.2.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68º do Regulamento Tarifário sendo apresentado no Quadro 3-148.

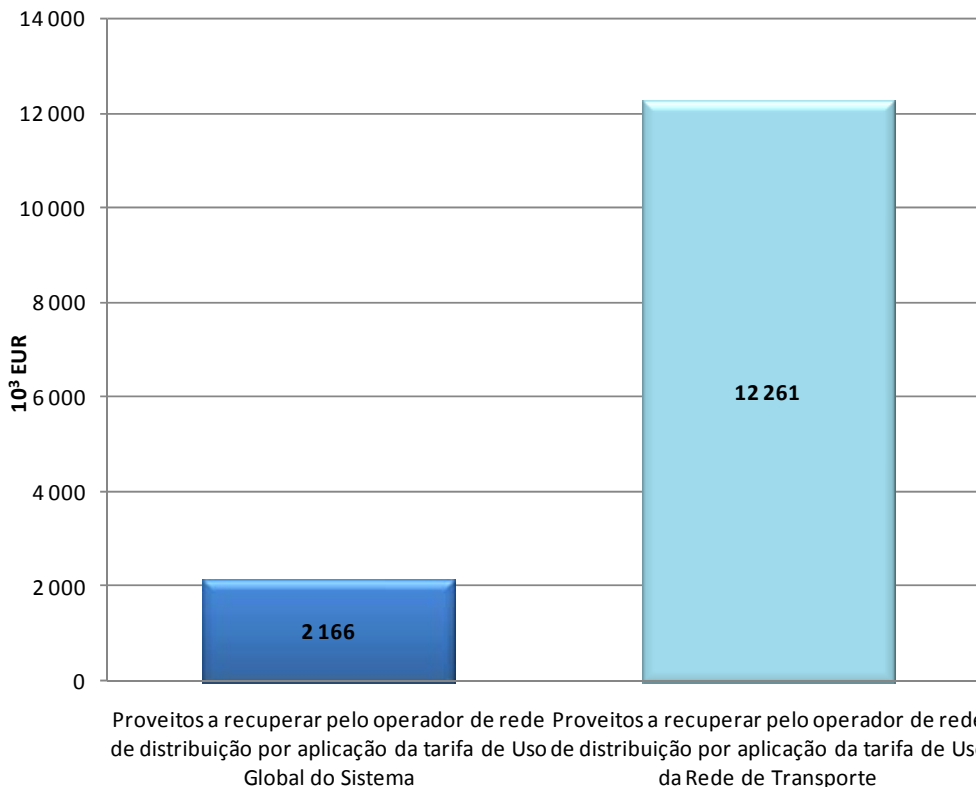
Quadro 3-148 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $C_{URT,t}^{ORD}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 12 261 |
| $\Delta R_{URT,t-2}^{ORD}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | |
| 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 | 0,000 |
| $R_{URT,t}^{ORD}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t $R_{URT,t}^{ORD} = C_{URT,t}^{ORD} - \Delta R_{URT,t-2}^{ORD} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 12 261 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 12 261 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-101 ilustra os proveitos permitidos da Lusitaniagás Distribuição com a recuperação dos custos do operador da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-101 - Proveitos a recuperar através da aplicação das tarifas de UGS e URT



3.12.2.2.3 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

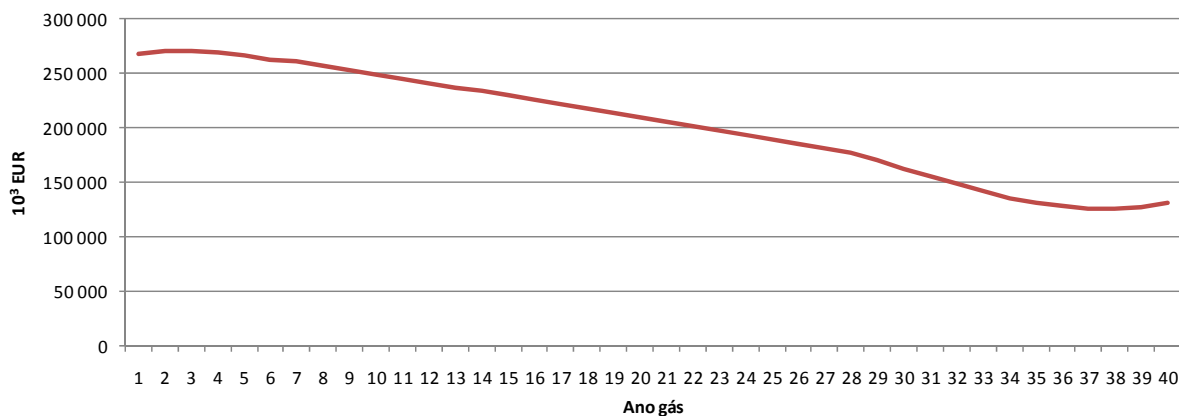
3.12.2.2.3.1 CUSTO COM CAPITAL

O valor do custo com capital, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor de activos, 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 considerados para efeito de custo com capital a partir do momento em que são transferidos para exploração. Além disso, tal como já referido foram deduzidos à base de activos para remuneração os valores referentes a contadores.

A informação enviada pela Lusitaniagás Distribuição evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer durante os 40 anos da concessão. De referir que a empresa apresenta participações ao investimento ao longo do período da concessão. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, para cada um dos anos.

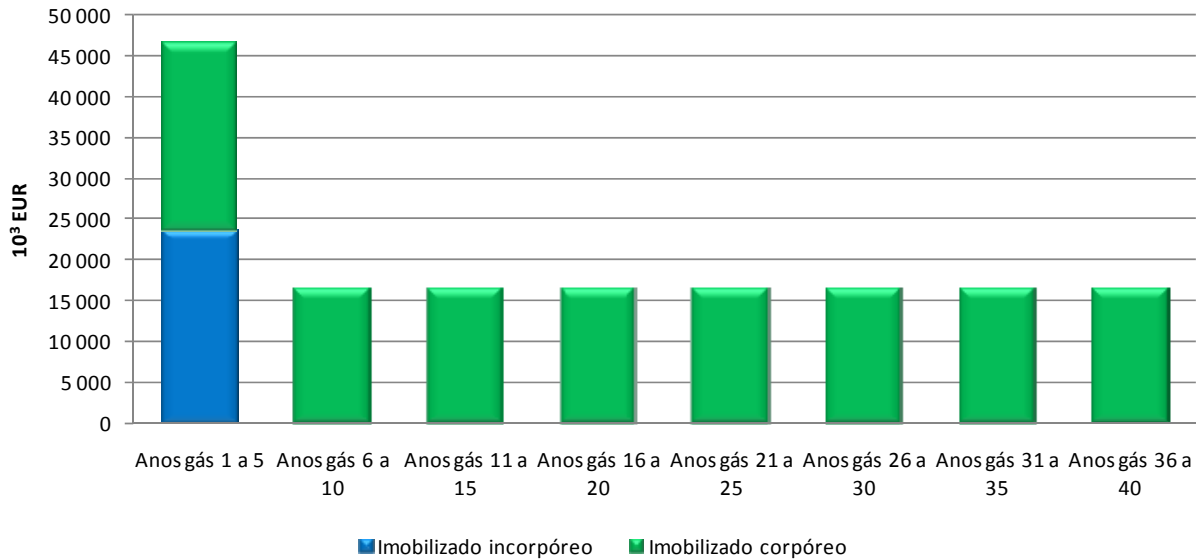
A Figura 3-102 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 40 anos da concessão.

Figura 3-102 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da Lusitaniagás Distribuição para o período da concessão ascende a cerca de 100 milhões de euros, distribuídos ao longo do período da concessão conforme evidenciado na Figura 3-103.

Figura 3-103 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural



No Quadro 3-149 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a actividade de Distribuição de gás natural aceite para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-149 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

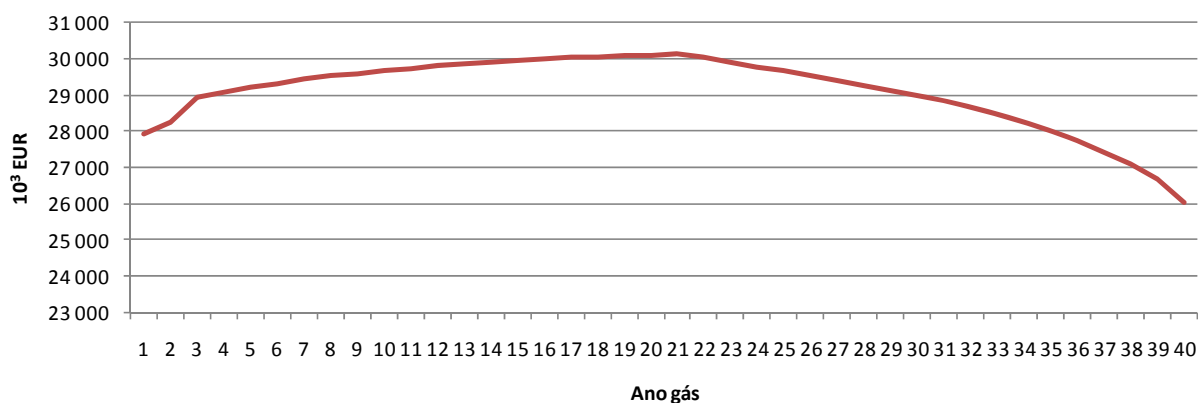
Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008 - 2009 | Peso % |
|------------------|--|--------------------|
| 1=2+4 | Imobilizado Líquido | 345 235 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 97 583 28% |
| | Despesas de instalação | 4 800 |
| | Reconversão de consumos para gás natural | 92 205 27% |
| | Outras imobilizações incorpóreas | 11 |
| 3 | Imobilizado em curso | 567 0% |
| 4 | Imobilizado Corpóreo | 247 652 72% |
| | Terrenos e recursos naturais | 1 300 0% |
| | Edifícios e outras construções | 2 618 1% |
| | Equipamento básico | 240 771 70% |
| | Equipamento de transporte | 41 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 16 0% |
| | Equipamento administrativo | 492 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 375 0% |
| 5 | Imobilizado em curso | 2 041 1% |
| 6 | Participações Líquidas | 73 994 21% |
| 7=1-3-5-6 | Imobilizado líquido a remunerar | 268 634 78% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 27 906 milhares de euros correspondendo a cerca de 70% do total dos proveitos permitidos a actividade de Distribuição de gás natural.

A Figura 3-104 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural, para o período da concessão.

Figura 3-104 - Custo com capital da actividade de Distribuição de gás natural da Lusitaniagás Distribuição no período da concessão



3.12.2.2.4 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural a recuperar pela Lusitaniagás Distribuição, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69º do Regulamento Tarifário.

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição foram tidos em consideração os pressupostos mencionados anteriormente para os operadores da rede de Distribuição em geral. Neste sentido, procedeu-se à alteração das taxas de inflação, os contadores foram retirados da base de activos regulados, de acordo com a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, foram alteradas as quantidades de gás natural previstas ao longo do período da concessão.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a actividade de Distribuição são os apresentados no Quadro 3-150, ascendendo a 36 503 milhares de euros.

Quadro 3-150 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 27 906 |
| $\tilde{C}_{E,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 8 904 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 307 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | 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 |
| $\Delta R_{VRD,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0 |
| $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 36 503 |
| | $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{C}_{E,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{VRD,t-2}^{ORDk}$ | |

3.12.2.3 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN DA LUSITANIAGÁS DISTRIBUIÇÃO

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Lusitaniagás Distribuição, foi calculado de acordo com o artigo 66º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos ascendem a 50 930 milhares de euros, sendo 2 166 milhares de euros resultantes da aplicação das tarifas de UGS, 12 261 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de URT e 36 503 milhares de euros da actividade de Distribuição. Tal é possível visualizar no Quadro 3-151.

Quadro 3-151 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Lusitaniagás Distribuição

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 2 166 |
| $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 12 261 |
| $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 36 503 |
| $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 50 930 |
| | $\tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk} = \tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk} + \tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk} + \tilde{R}_{VRD,t}^{ORDk}$ | |

As alterações já referidas anteriormente tiveram um impacte total nos proveitos permitidos de -3 173 milhares de euros, sendo -316 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores, -2 928 milhares de euros por aplicação da regra de aceitação de custos de exploração e

72 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-152.

Quadro 3-152 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Lusitaniagás Distribuição

Unidade: 10³ EUR

| Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações ERSE | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | |
|-----------------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------|------------------|-------------------|------------------------------------|---------------|------------|
| | Contadores | Quantidades gás natural | Custos de exploração | Taxa de inflação | | Valor | % | |
| Tarifa de UGS | 2.166 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.166 | 0 | 0% |
| Tarifa de URT | 12.261 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12.261 | 0 | 0% |
| Distribuição | 39.677 | -316 | 0 | -2.928 | 72 | 36.503 | -3.173 | -8% |
| Actividade de Distribuição | 54.103 | -316 | 0 | -2.928 | 72 | 50.930 | -3.173 | -6% |

3.12.3 LUSITANIAGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

3.12.3.1 ACTIVIDADE

A Lusitaniagás Comercialização, S.A. (Lusitaniagás CUR) foi constituída em 24 de Julho de 2007, tendo por objecto a compra e venda de gás natural, em regime de comercialização de último recurso retalhista, bem como o exercício das actividades e a prestação de serviços directa ou indirectamente relacionados.

A actividade de comercialização de gás natural é livre, ficando, contudo sujeita a atribuição de licença pela entidade administrativa competente, de acordo com o disposto no artigo 40.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, definindo-se claramente o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da actividade. No exercício da sua actividade, os comercializadores podem livremente comprar e vender gás natural. Para o efeito têm o direito de acesso às instalações de armazenamento e terminais de GNL, às redes de transporte e às redes de distribuição, mediante o pagamento de uma tarifa regulada. O livre exercício de comercialização de gás natural fica sujeito ao regime transitório estabelecido para a abertura gradual do mercado, tendo em consideração o estatuto de mercado emergente e da derrogação que lhe está associada.

Não temos conhecimento que, até à presente data, a licença tenha sido atribuída.

3.12.3.2 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Lusitaniagás CUR, sendo que a ERSE procedeu às seguintes alterações:

- a) Como custo unitário de aquisição de gás natural ao comercializados de último recurso grossista o valor de 2,153 cent€/kWh. Este preço inclui para além do custo do gás natural, custos com a utilização de infra-estruturas de acesso do terminal de GNL, das instalações de armazenamento subterrâneo e outros custos de funcionamento daqueles comercializadores.
- b) Taxas de inflação consideradas pela Lusitaniagás CUR, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

3.12.3.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos função de Compra e Venda de gás natural, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, para a função de Compra e Venda de gás natural, são apresentados no Quadro 3-153.

Quadro 3-153 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR_k}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 39 301 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CUR_k}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRA,t}^{CUR_k}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CUR_k}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{BK,t-1}^{CUR_k}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1 | |
| $\Delta R_{CFGN,t-2}^{CUR_k}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária | |
| $\Delta R_{FYCF,t-2}^{CUR_k}$ | Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas | |
| Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, previstos para o ano gás t | | |
| $\tilde{R}_{CFGN,t}^{CUR_k}$ | $\tilde{R}_{CFGN,t}^{CUR_k} = \tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR_k} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CUR_k} + \tilde{C}_{UTRA,t}^{CUR_k} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CUR_k} - \Delta R_{BK,t-1}^{CUR_k} - \Delta R_{CFGN,t-2}^{CUR_k} - \Delta R_{FYCF,t-2}^{CUR_k}$ | 39 301 |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 39 301 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do preço médio de

2,153 cent€/kWh às quantidades de gás natural consideradas pela ERSE, a adquirir pela Lusitaniagás CUR de 1 825 396 MWh.

3.12.3.4 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso de Rede de Transporte e de Uso de Rede de Distribuição entre os respectivos operadores e o comercializador de último recurso. Os proveitos a recuperar por aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes o Comercializador do Último Recurso retalhista são posteriormente transferidos para o Operador da Rede de Transporte. Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa URD são transferidos para o Operador da Rede de Distribuição.

O Quadro 3-154 apresenta o valor apurado para os proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN calculados de acordo com o artigo 78.º do Regulamento Tarifário

Quadro 3-154 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{F}_{UGS,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 452 |
| $\tilde{F}_{URT,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 2 804 |
| $\tilde{F}_{URD,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 29 362 |
| $\tilde{D}_{ARNTD,t}^{CUR}$ | Margem de comercialização | 0 |
| $\tilde{F}_{ARNTD,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t $\tilde{F}_{ARNTD,t}^{CUR} = \tilde{F}_{UGS,t}^{CUR} + \tilde{F}_{URT,t}^{CUR} + \tilde{F}_{URD,t}^{CUR} + \tilde{D}_{ARNTD,t}^{CUR}$ | 32 618 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 32 618 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

3.12.3.5 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.12.3.5.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da função comercialização de gás natural a recuperar pela Lusitaniagás CUR, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com a nova fórmula de regulação recentemente revista e constante do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, cujo novo articulado é apresentado em anexo.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-155, ascendendo a 4 720 milhares de euros.

Quadro 3-155 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{C_{j,t}}^{CUR}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 3 901 |
| $\tilde{A}_{C_{j,t}}^{CUR}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C_{j,t}}^{CUR}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{C_{j,t}}^{CUR}$ | Margem de comercialização | 175 |
| $CL \tilde{I}_{C_{j,t}}^{CUR}$ | Proveitos adicionais relativos ao número de clientes estabelecido na licença de comercialização | 644 |
| $\Delta R_{C_{j,t-2}}^{CUR}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t | 4 720 |
| | $\tilde{R}_{C,t}^{CUR} = \sum_j \tilde{R}_{C_{j,t}}^{CUR} = \sum_j \left(\tilde{C}_{C_{j,t}}^{CUR} + \tilde{A}_{C_{j,t}}^{CUR} - \tilde{S}_{C_{j,t}}^{CUR} + \tilde{D}_{C_{j,t}}^{CUR} + CL \tilde{I}_{C_{j,t}}^{CUR} - \Delta R_{C_{j,t-2}}^{CUR} \right)$ | |

3.12.3.5.2 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.12.3.5.2.1 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de comercialização de gás natural.

3.12.3.5.2.2 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente, ascendendo a 175 milhares de euros.

3.12.3.5.2.3 MARGEM POR CLIENTE

Conforme já referido, a renegociação do anterior contrato de concessão conduziu a que ficasse estabelecido no novo contrato de concessão, que o Estado assegure à Lusitaniagás Comercialização, durante os 5 primeiros períodos de regulação, uma margem de 4 euros por cliente por ano, pelo número de clientes reportado no início de cada período de regulação.

Considerando 160 971 como o número de clientes estimado desde o início deste primeiro período de regulação desta actividade (1 de Julho de 2008), a aplicação da referida margem conduz a um valor próximo de 644 milhares de euros para este proveito adicional.

3.12.3.5.2.4 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Lusitaniagás CUR, foi calculado de acordo com o artigo 76º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, apresentados no Quadro 3-156 ascendem a 76 639 milhares de euros, sendo 39 301 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 32 618 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 4 720 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-156 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Lusitaniagás CUR

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 39 301 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 32 618 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 4 720 |
| $\tilde{R}_{TVFC,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk} + \tilde{R}_{ARND,t}^{CURk} + \tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | 76 639 |

As alterações referidas anteriormente, tiveram o impacte nos proveitos permitidos de -1%, correspondendo a um decréscimo de -546 milhares de euros, relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo 644 milhares de euros referente aos proveitos adicionais de 4 €/cliente/ano, 71 milhares de euros resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás, -1 280 milhares de euros por aplicação da regra de aceitação de custos de exploração e 19 milhares de euros resultante da alteração das taxas de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-157.

Quadro 3-157 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Lusitaniagás CUR

Unidade: 10³ EUR

| Cenário base | Alterações legislativas | Alterações da ERSE | | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|---|--------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------|-----------|-------------------|------------------------------------|------------|
| | Remuneração dos clientes (€/cliente) | Custo de aquisição do gás natural | Custos de exploração | Taxa de inflação | Valor | | % | |
| Compra e venda de gás | 39.230 | 0 | 71 | 0 | 0 | 39.301 | 71 | 0% |
| Compra e venda de acessos | 32.618 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32.618 | 0 | 0% |
| Comercialização | 5.337 | 644 | 0 | -1.280 | 19 | 4.720 | -617 | -12% |
| Actividade de comercialização de gás natural | 77.185 | 644 | 71 | -1.280 | 19 | 76.639 | -546 | -1% |

3.13 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA MEDIGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DO ALGARVE, S.A.

3.13.1 BREVE ENQUADRAMENTO

A Medigás foi criada em 22 de Novembro de 1999, tendo iniciado a sua actividade no distrito de Faro, no ano de 2000. O capital social pertence em 100 % à GDP - SGPS, SA, que por sua vez é detida a 100% pela Galp Energia, SGPS. O objecto social da Medigás é a distribuição de gás natural. A Medigás pretende exercer a sua actividade em diversos pontos do Algarve, correspondentes a zonas do território nacional não incluídas na área de concessão de qualquer distribuidora regional e alimentadas por unidades autónoma de gás natural (UAG). A Medigás iniciou a sua actividade sem o enquadramento regulamentar que lhe permite desenvolver a sua actividade nos moldes que se propunha. Assim, apenas no ano seguinte ao da criação da Medigás, o Ministério da Economia publicou o Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro, que prevê a distribuição de gás natural em regime de serviço público através de “licenças para exploração de redes locais autónomas de gás natural”, alimentadas por unidades autónomas de gás natural, situação na qual se enquadra a Medigás.

Em 2002, através da Portaria n.º 5/2002, de 4 de Janeiro, é aprovado o regulamento onde se estabelecem as condições para a atribuição de licenças de distribuição e fornecimento de gás natural através da exploração de redes locais autónomas, bem como o modelo de fórmula de preços e da estrutura tarifária para clientes com menos de 10 000 m³.

A 19 de Julho de 2002, o Ministério da Economia homologou o licenciamento da Medigás. Contudo, apenas em 2004, são estabelecidas pelo Gabinete do Secretário Adjunto do Ministério da Economia as condições particulares respeitantes à exploração de redes locais autónomas do Pólo de Consumo de Olhão (Licença para exploração n.º RLA/03, de 16 de Julho de 2004, válida por 20 anos a partir de 19 de Julho de 2002), do pólo de consumo de Portimão (Licença para exploração n.º RLA/13 de 29 de

Dezembro de 2004, válida por 20 anos a partir da data de assinatura da licença), do pólo de consumo de Faro a partir da UAG de Olhão (Licença para exploração n.º RLA/12 de 29 de Dezembro de 2004, válida por 20 anos da data de assinatura da licença).

No quadro da reestruturação do mercado do gás natural, acompanhado da sua liberalização, a Medigás passou a ser sujeita a regulação económica, nos termos definidos pelo decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, sendo o ano de 2008 o de início do estabelecimento de tarifas. No seguimento da liberalização deste sector, encontra-se em negociação a alteração das actuais licenças para exploração de modo a garantir neste novo contexto o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

No quadro regulatório, a Medigás exerce as actividades de Acesso à RNTGN a à RNDGN e Comercialização de gás natural.

EVOLUÇÃO DA ACTIVIDADE

No seu primeiro ano de actividade, em 2000, a Medigás iniciou a pesquisa de mercado para levantamento do consumo potencial por segmento de mercado, nas zonas residenciais de Faro, Portimão, nas zonas mais turísticas de Albufeira e Vilamoura, bem como, bem como deu início ao processo de contratação de clientes industriais na cidade de Olhão, mais propriamente no seu pólo industrial. Em Olhão, a Medigás iniciou igualmente a construção da rede de distribuição em parceria com a autarquia¹⁵. A empresa estimava que 60% do custo com as infra-estruturas ficasse a cargo da autarquia. No final de 2000, essa rede tinha 600 metros.

Inicialmente, a Medigás pretendeu maximizar a captação de clientes domésticos e pequenos serviços mediante o fornecimento de gás propano canalizado, de modo a posteriormente serem convertidos para gás natural ou, fora do âmbito da sua actividade principal, como acção para implementação do propano da Petrogal, S.A..

Em 2001, a actividade da Medigás desenvolveu-se com lentidão. Não obstante ter ficado disponível a UAG de Olhão, em Junho de 2001, ao longo desse ano a Medigás apenas celebrou um contrato de fornecimento de gás natural. Este contrato foi celebrado em Julho de 2001, com a empresa industrial Vatel.

O desenvolvimento da actividade da Medigás verificou-se em 2002, após o Ministério da Economia ter homologado o licenciamento, a 19 de Julho desse ano, como já referido. No final de 2002, a Medigás tinha 67 clientes contratados. Todos os clientes da Medigás pertencem ao concelho de Olhão, havendo 10 quilómetros de rede construída nesse concelho no final de 2002.

¹⁵ Conforme Relatório e Contas de 2000.

Em 2003, a actividade manteve-se no concelho de Olhão, no qual se realizou a contratação e a infraestruturização de mais 2 novos clientes industriais, bem como a ligação de 4 novos clientes industriais. Em 2004, a actividade desenvolveu-se de modo a consolidar o pólo de Olhão e a possibilitar o início da actividade no pólo de Portimão. Em 2006, a Medigás além de consolidar a sua actividade nos concelhos de Olhão e de Portimão, iniciou a sua actividade no concelho de Faro.

Para o ano gás 2008-2009, a Medigás prevê atingir os 12 613 clientes e distribuir cerca de 7 111 milhares de m³.

3.13.2 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

As previsões da Medigás para o ano gás 2008-2009 dos custos operacionais controláveis¹⁶ das actividades de Distribuição e de Comercialização são apresentadas no quadro que segue, comparando-as com os valores agregados, ocorridos no período 2005-2007.

¹⁶ Custos operacionais deduzidos de amortizações, custos de aquisição de gás natural, ajustamentos e provisões.

Quadro 3-158 - Custos operacionais

Unidade: 10³ EUR

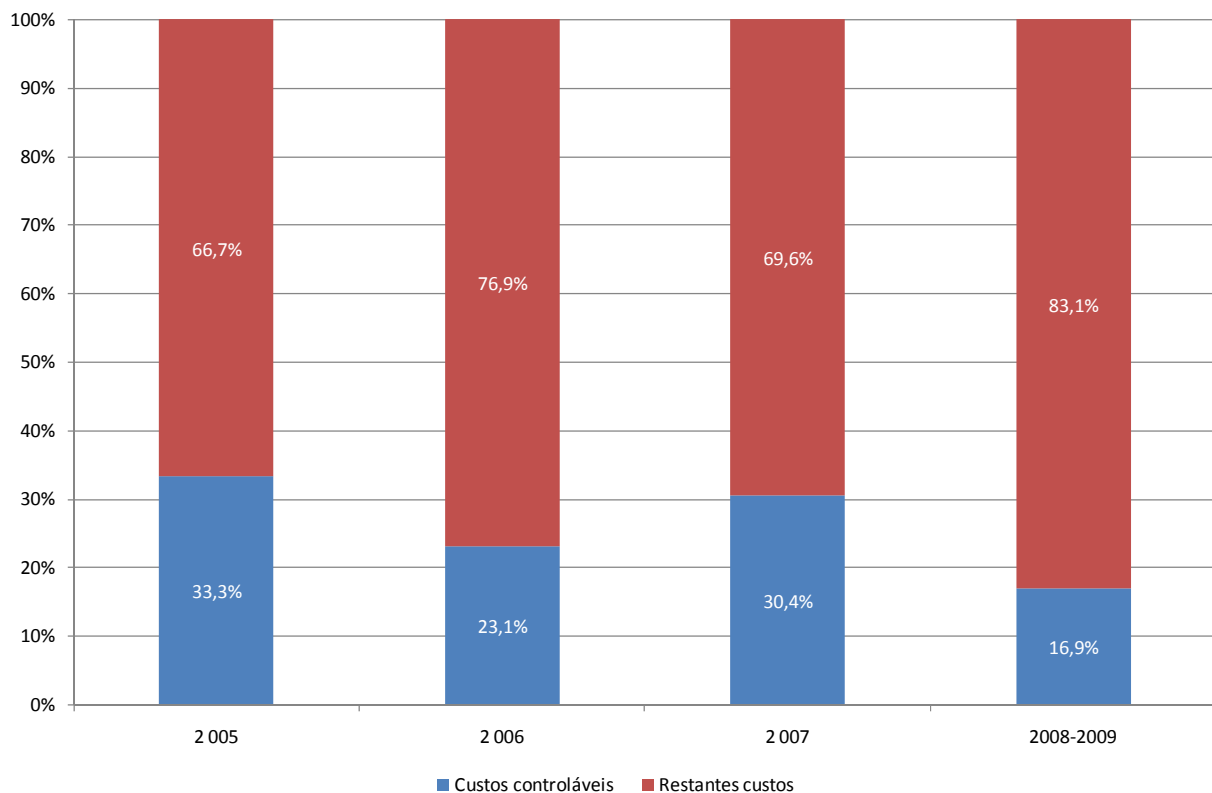
| Rubrica | Mediçãs | | | | | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------------------------|--------------|--------------------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|--|
| | 2005 (1) | 2006 (2) | Variacão ((2)-(1))/(1) % | 2007 (3) | Variacão ((3)-(2))/(2) % | 2008-2009 (4) | Variacão ((4)-(3))/(3) % | Variacão ((4)-(2))/(2) % | Variacão média anualizada ((4)/(2))^(1/2,5)-1 % |
| Custos de aquisicão de GN | 487 | 1 398 | 187% | 1 804 | 29% | 4 759 | 164% | 240% | 63% |
| Amortizacões | 200 | 315 | 58% | 526 | 67% | 662 | 26% | 110% | 35% |
| Custos com pessoal | 131 | 170 | 30% | 190 | 12% | 278 | 46% | 64% | 22% |
| Impostos | 7 | 11 | 57% | 6 | -47% | 8 | 36% | -27% | -12% |
| Outros custos operacionais | 0 | 0 | - | 0 | - | 12 | - | - | - |
| Trabalho para a Própria Empresa (sem encargos financeiros) | -150 | -159 | - | -6 | - | 0 | - | - | - |
| Custos operacionais sem aquisicão de gás natural sem amortizacões e sem provisões (deduzidos de TPE) | 343 | 515 | 50% | 1 030 | 100% | 1 103 | 7% | 114% | 36% |
| Total custos operacionais (deduzidos de TPE) | 1 031 | 2 231 | 116% | 3 385 | 52% | 6 524 | 93% | 192% | 54% |

Notas: Dados enviados pela Galp Energia, os custos para 2008-2009 constam das Normas Complementares 5 e 8.

Observa-se que os custos controláveis crescem substancialmente até 2007, tendo duplicado nesse ano face a 2006, sendo os custos com FSE um factor determinante da evolução dos custos. A empresa prevê que esta tendência abrande no ano gás 2008-2009, devendo estes custos crescer apenas cerca de 7% face ao ano anterior. O crescimento anualizado calculado entre 2006 e o ano gás 2008-2009 é de 36%. Registe-se contudo que no que diz respeito à globalidade dos custos operacionais, não se prevê um abrandamento do crescimento para o ano gás 2008-2009.

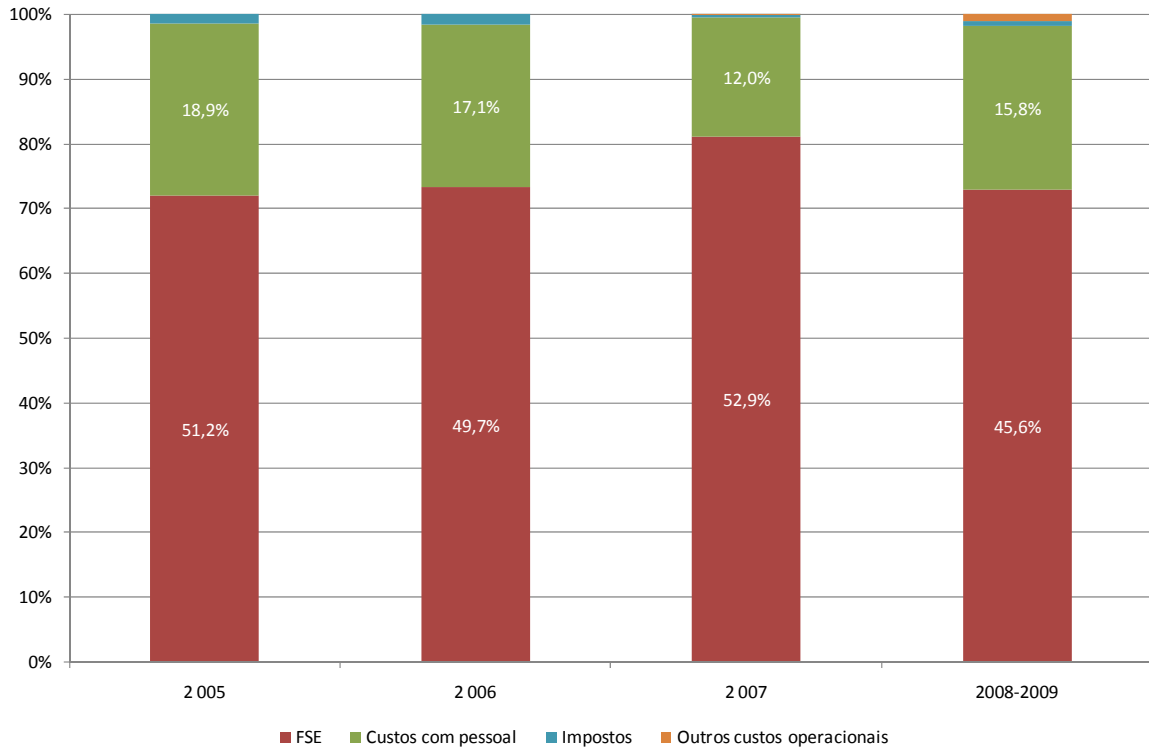
No que diz respeito ao peso das diferentes rubricas nos custos operacionais, a Figura 3-105 mostra que se prevê que o peso dos custos controláveis diminua ao longo do período analisado de cerca 33,3% em 2005, cerca de 16,9%, no ano gás 2008-2009.

Figura 3-105 - Peso dos custos controláveis nos custos operacionais totais



Fonte: Galp Energia e Relatório e Contas Medigás

No que diz respeito aos custos operacionais controláveis a Figura 3-106 mostra que estes dizem mormente respeito a FSE e custos com pessoal, sendo que estes últimos têm perdido peso ao longo do período em análise, não representando mais do que cerca de 16% deste conjunto de custos em 2008-2009, enquanto que os custos com FSE representam cerca de 46% no mesmo ano gás. Registe-se contudo que, face a 2007, prevê-se que o peso dos custos com pessoal aumente.

Figura 3-106 - Peso das diferentes rubricas dos custos operacionais controláveis

Uma análise detalhada dos custos com FSE patente no Quadro 3-159 mostra que apesar da desagregação detalhada apresentada pela empresa, uma grande componente destes custos não são identificados, sendo incluídos em outros. Por outro lado, no seguimento da reestruturação do Grupo Galp Energia surge uma componente de FSE prevista para o ano gás 2008-2009, GDP Serviços, que corresponde a uma plataforma central de serviços. A empresa prevê que para o ano gás 2008-2009, esta componente represente cerca de 43% do total dos custos com FSE.

Quadro 3-159 - Fornecimentos e Serviços Externos

Unidade: 10³ EUR

| Rubrica | Mediçãs | | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|---|
| | 2005 (1) | 2006 (2) | Varição ((2)-(1))/(1) % | 2007 (3) | Varição ((3)-(2))/(2) % | 2008-2009 (4) | Varição ((4)-(3))/(3) % | Varição ((4)-(2))/(2) % | Varição média anualizada ((4)/(2))^(1/2,5)-1 % |
| FSE | 355 | 493 | 39% | 839 | 70% | 805 | -4% | 63% | 22% |
| <i>GDP Serviços (1)</i> | 0 | 0 | - | 0 | - | 346 | - | - | - |
| <i>Serviços Galp Energia</i> | 64 | 58 | -9% | 67 | 16% | 63 | -6% | -100% | 1480% |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | 0 | - | 61 | - | 52 | - | - | - |
| <i>Serviços GDPD</i> | 21 | 15 | -28% | 12 | -21% | 0 | -100% | - | - |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | 0 | 0 | - | 33 | - | 0 | -100% | - | - |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | 0 | 0 | - | 12 | - | 0 | -100% | - | - |
| <i>Outros FSE</i> | 270 | 420 | 55% | 654 | 56% | 344 | -47% | -18% | -8% |
| <i>Conservação e Manutenção da Rede</i> | 24 | 33 | 34% | 68 | 109% | 30 | -56% | -7% | -3% |
| <i>Electricidade, Água e Combustíveis</i> | 12 | 18 | 46% | 21 | 20% | 27 | 29% | 54% | 19% |
| <i>Leituras</i> | 25 | 69 | 174% | 39 | -43% | 30 | -22% | -56% | -28% |
| <i>Rendas e Alugueres</i> | 50 | 50 | 0% | 62 | 24% | 50 | -20% | -1% | 0% |
| <i>Atendimento a Clientes</i> | 5 | 2 | -62% | 2 | -1% | 0 | -100% | -100% | -100% |
| <i>Assistência Técnica a Clientes</i> | 8 | 8 | -4% | 27 | 242% | 13 | -54% | 59% | 20% |
| <i>Comunicação</i> | 23 | 33 | 41% | 66 | 99% | 24 | -64% | -29% | -13% |
| <i>Seguros</i> | 5 | 14 | 166% | 12 | -15% | 11 | -6% | -20% | -9% |
| <i>Marketing e Publicidade</i> | 17 | 13 | -23% | 12 | -11% | 15 | 27% | 13% | 5% |
| <i>Limpeza e Segurança</i> | 2 | 3 | 23% | 7 | 146% | 3 | -57% | 6% | 2% |
| <i>Angariações</i> | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Serviços Informaticos</i> | 3 | 6 | 106% | 30 | 379% | 30 | 3% | 391% | 89% |
| <i>Outros</i> | 94 | 171 | 82% | 308 | 80% | 111 | -64% | -35% | -16% |
| <i>Cedência de Pessoal</i> | 27 | 84 | 210% | 149 | 78% | 0 | -100% | -100% | -100% |

Nota: (1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo

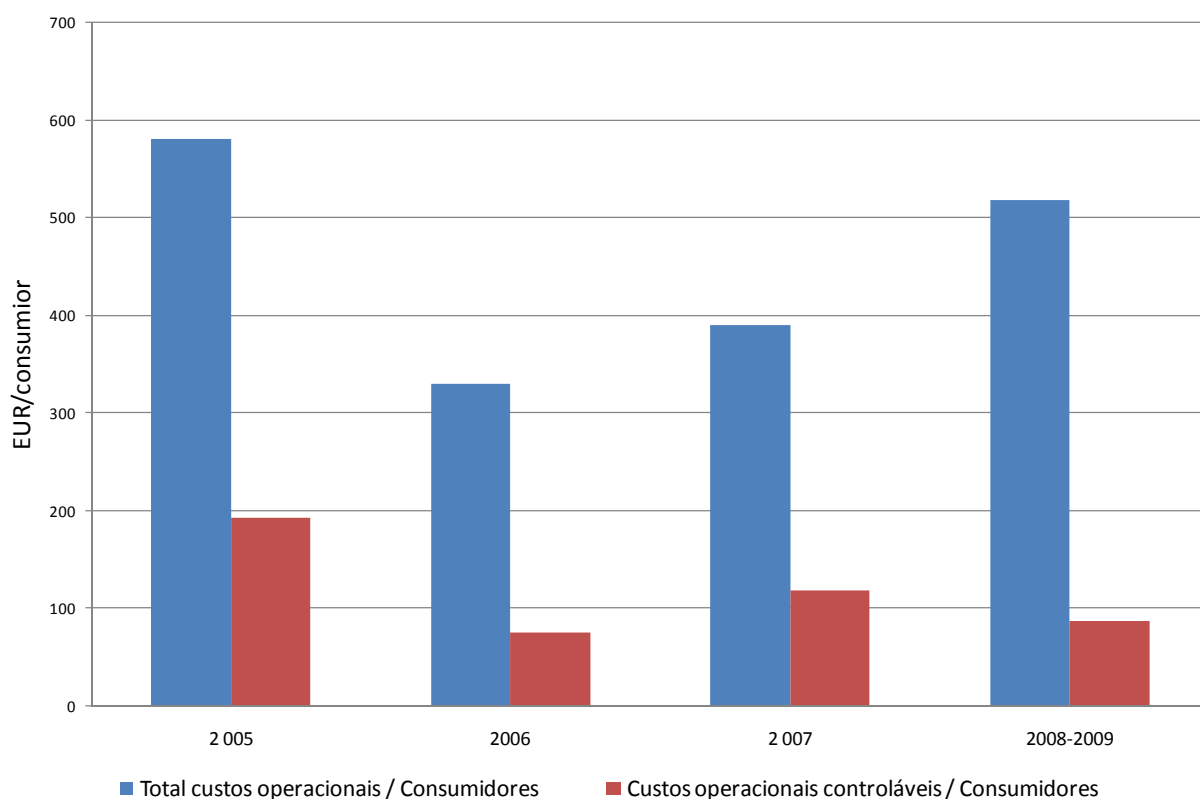
Fonte:Galp Energia

O forte incremento dos custos operacionais da Medigás decorre desta empresa apenas ter iniciado a sua actividade em 2000, estando ainda numa fase de negócio relativamente imatura face ao projectado aquando da sua constituição em Novembro de 1999. Assim, para o ano gás 2008-2009, a Medigás prevê fornecer cerca de 7 milhões de m³, enquanto que se previa em 2000 que a Medigás abastecesse 28,6 milhões de m³ num ano cruzeiro.

Assim, a evolução dos custos operacionais da Medigás está bastante dependente do crescimento da sua actividade. Em termos globais este crescimento tem um impacte directo nos custos, fazendo-os crescer, contudo se se considerar o nível de actividade medido por consumidor, o seu impacte poderá esbater-se.

Neste contexto, os custos operacionais totais e controláveis, por consumidor são apresentados na Figura 3-107.

Figura 3-107 - Custos de exploração por cliente¹⁷



Observa-se que os custos de exploração controláveis da Medigás previstos para o ano gás 2008-2009 são ligeiramente superiores ao ocorrido em 2006, sendo contudo inferiores aos do ano de 2007. A grande diminuição dos custos unitários em 2006 face a 2005 dever-se-á ao facto de parte dos custos

¹⁷ Sem Trabalhos para a Própria Empresa

operacionais controláveis serem custos fixos que se diluem com o aumento da actividade da empresa. Contudo, em 2007 estes custos voltaram a subir. O aumento dos custos em 2007 deve ser analisado com precaução, em virtude da ERSE não ter os valores constantes do Relatório e Conta desse ano.

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

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que os proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição, sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema;
- Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

Como foi referido, aceitaram-se os custos previstos pela Medigás para o ano gás 2008-2009. Contudo, várias foram as alterações efectuadas aos pressupostos que sustentam as previsões dos custos da Medigás, que de seguida se enumeram:

- Nas previsões da Medigás as taxas de inflação previstas para 2008 e para 2009, de 2,3% e de 2,2%, baseiam-se no IPC, enquanto a ERSE tem como referência para a taxa de inflação o deflator do PIB. Neste caso as taxas para 2008 e para 2009, são de 2,7% e de 2,6%, respectivamente.
- Nas contas apresentadas pela Medigás esta inclui no valor do imobilizado montantes respeitantes a contadores. Tendo em conta a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro que, entre outras disposições, proíbe a cobrança aos utentes de quaisquer importâncias a título de preço, aluguer, amortização ou inspecção periódica de contadores, a ERSE retirou do valor do imobilizado a remunerar o valor relativo aos contadores.
- As quantidades de gás natural previstas serem distribuídas foram alteradas. Assim, as novas quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pela Medigás enquanto Comercializador de Último Recurso retalhista, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo Comercializador de Último Recurso grossista e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural ocorrida entre Julho de 2006 e Junho de 2007. Deste modo, para o ano gás 2008-2009, as quantidades consideradas foram de 6 909 milhares de m³, em lugar de 7 111 milhares de m³.

3.13.3.1 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO, POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA E DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição, por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte, destinam-se à transferência para o Operador da Rede de Transporte dos proveitos decorrentes da aplicação destas tarifas aos comercializadores.

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), são apresentados no Quadro 3-160.

Quadro 3-160 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORD}$ | Custos do operador da Medigás, pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 20 |
| $\Delta R_{UGS,t-2}^{ORD}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | 0 |
| 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 | - |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORD}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORD} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORD} - \Delta R_{UGS,t-2}^{ORD} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 20 |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 20 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT, são apresentados no Quadro 3-161.

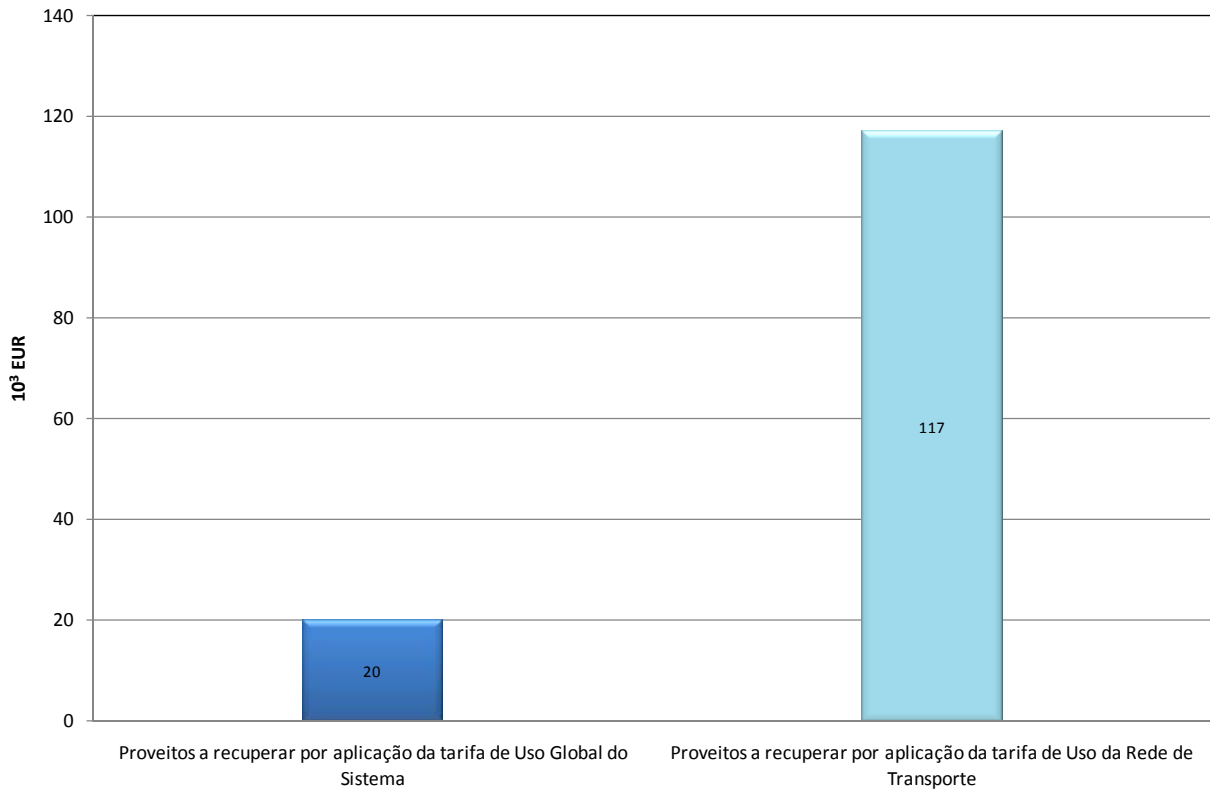
Quadro 3-161 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{URT,t}^{ORDk}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 117 |
| $\Delta R_{URT,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | 0 |
| | 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 | - |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{URT,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{URT,t}^{ORDk} - \Delta R_{URT,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 117 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 117 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-108 apresenta os proveitos permitidos da Medigás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-108 - Proveitos permitidos



3.13.3.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No cálculo dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de gás natural, são considerados os custos com capital, que englobam a remuneração da base de activos remuneráveis e as amortizações, bem como os restantes custos operacionais.

O custo com capital considerado em cada ano gás resulta do produto de um custo com capital unitário calculado até o final do período da licença, que no caso da Medigás é de 20 anos¹⁸, pelas quantidades de gás natural previstas serem distribuídas.

O referido custo com capital unitário 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 sejam distribuídas pelo operador. 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 2008).

O Quadro 3-162 apresenta, desagregados pelas várias componentes, o valor dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural da Medigás.

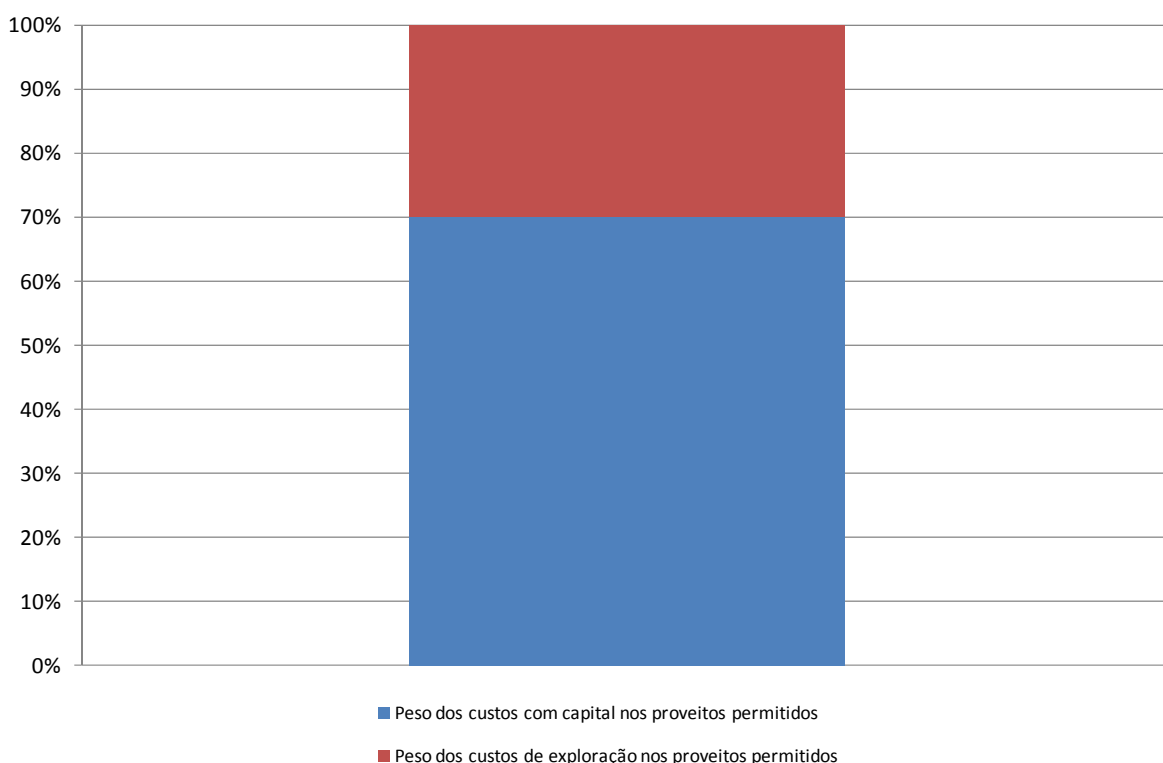
Quadro 3-162 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{C}C_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 1 914 |
| $\tilde{C}E_{D,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 831 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 13 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | 0 |
| | 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 | - |
| $\Delta R_{URD,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{ORDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{URD,t}^{ORDk} = \tilde{C}C_{D,t}^k + \tilde{C}E_{D,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_t^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{URD,t-2}^{ORDk}$ | 2 732 |

A Figura 3-109 mostra que os custos com capital representam cerca de 70% dos proveitos permitidos da Medigás da actividade de distribuição, sendo que os custos de exploração representam os restantes 30%.

¹⁸ Prazo máximo considerado pela empresa ao abrigo do estabelecido no Decreto-Lei n.º 140/2006.

Figura 3-109 - Peso dos custos com capital e dos custos de exploração nos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural



CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

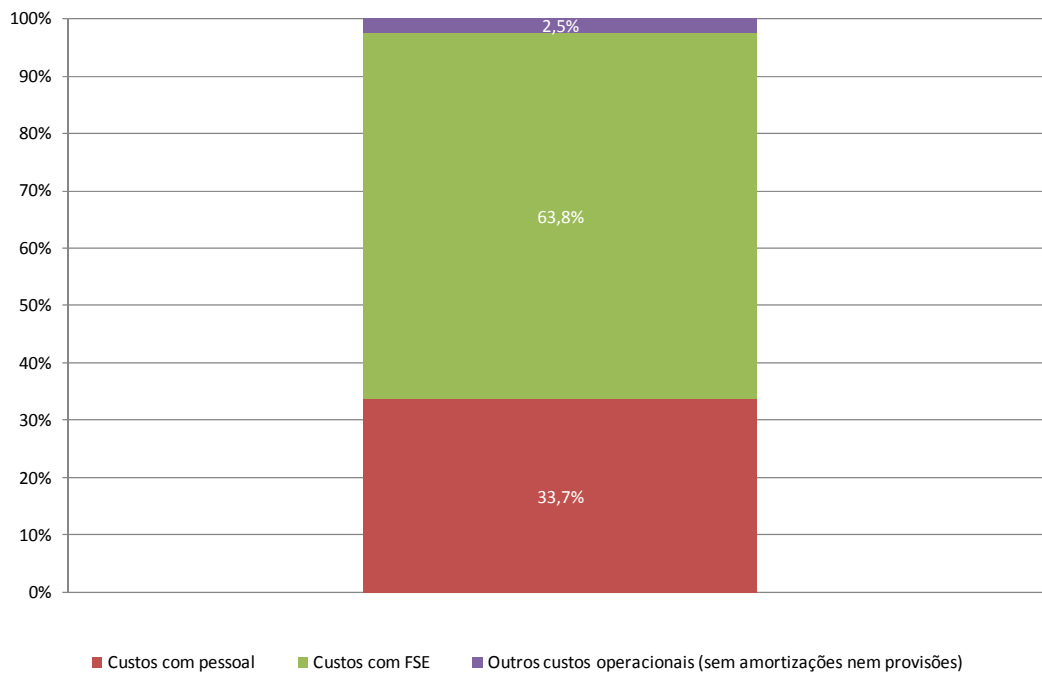
A desagregação dos custos de exploração explícita no Quadro 3-163 mostra que a quase totalidade respeita a custos com FSE e com pessoal.

Quadro 3-163 - Custos com exploração desagregados da actividade de Distribuição de gás natural

| Unidade: 10 ³ EUR | |
|---|----------------------|
| | Ano gás 2008-2009 |
| Custos com pessoal | 280 |
| Custos com FSE | 530 |
| Outros custos operacionais (sem amortizações e provisões) | 21 |
| Total custos exploração | 831 |

A Figura 3-110 confirma o referido, sendo que os custos com FSE representam quase dois terços dos custos totais de exploração desta actividade e os custos com pessoal representam cerca de um terço destes custos.

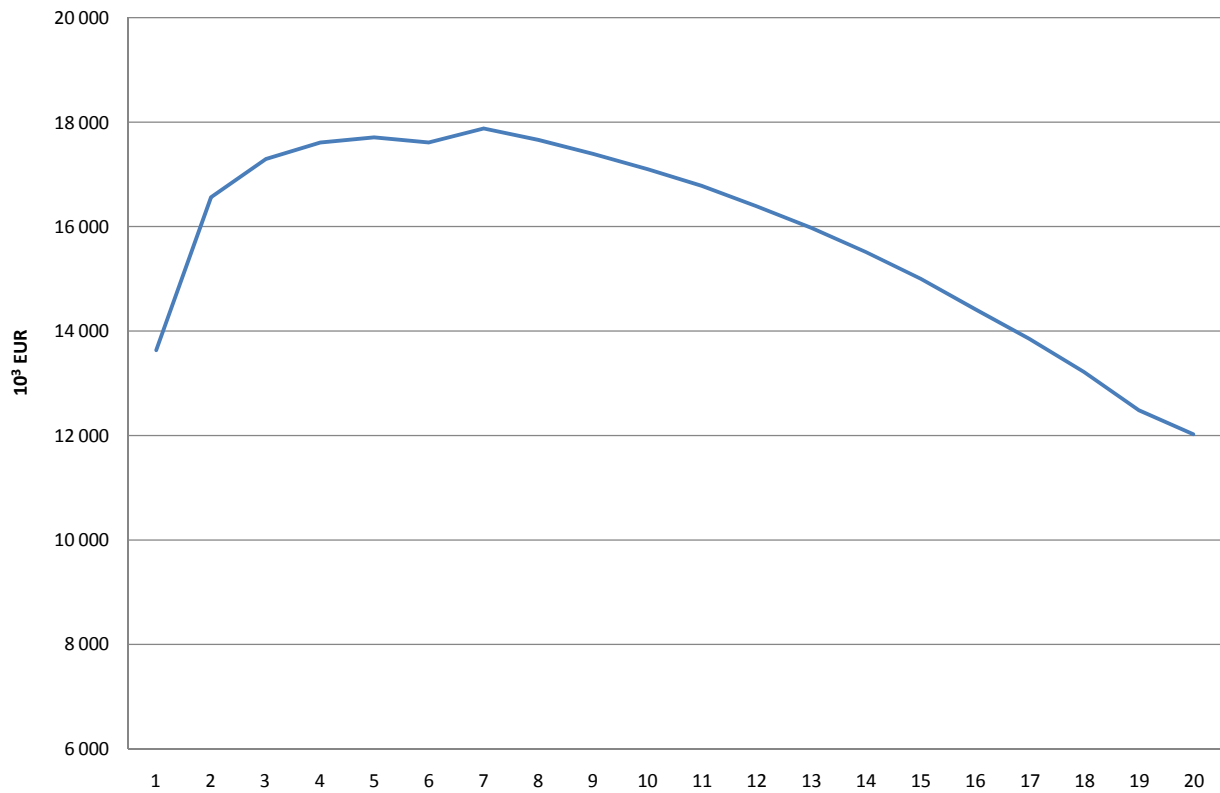
Figura 3-110 - Peso das diferentes rubricas dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural



CUSTOS COM CAPITAL

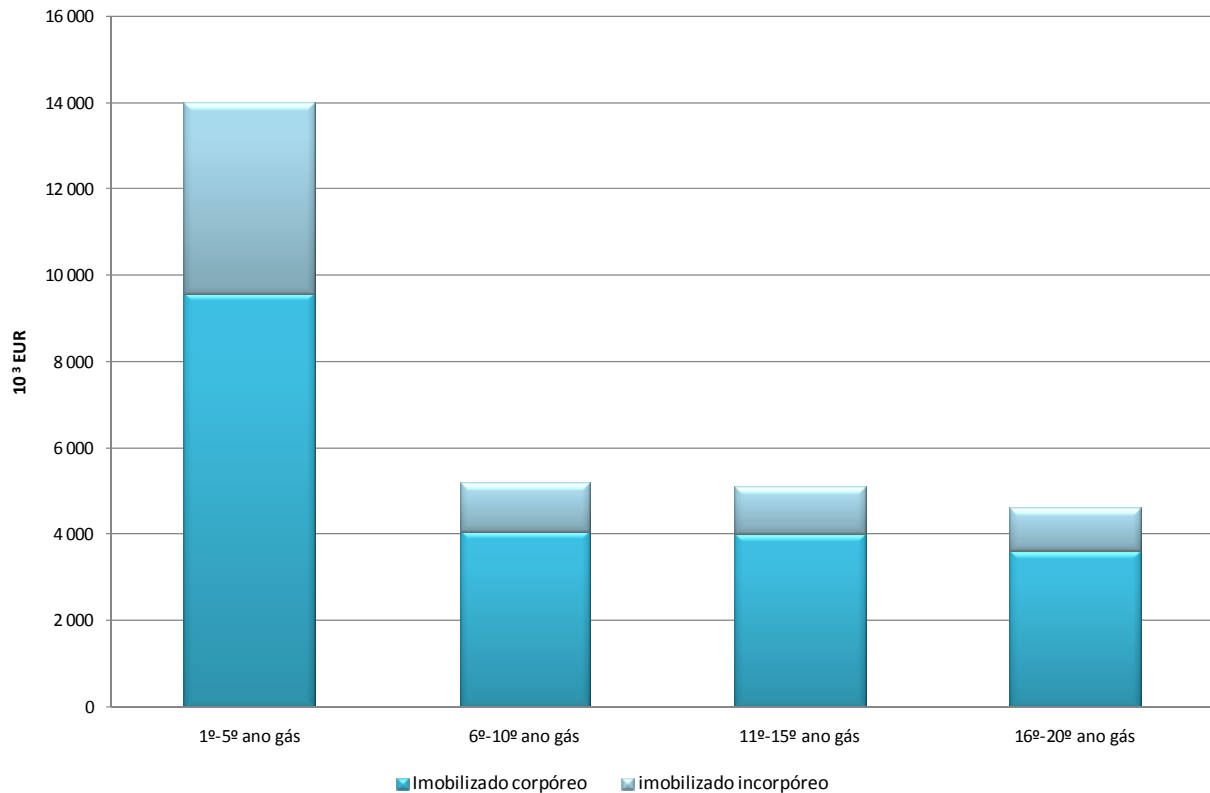
A base de activos a remunerar corresponde aos imobilizados não financeiros em exploração, deduzidos de amortizações e de participações ao investimento. Não são considerados para efeitos de regulação os imobilizados em curso, sendo os novos investimentos remunerados a partir do momento em que são transferidos para exploração.

A Figura 3-111 apresenta a evolução da base de activos a remunerar. Os valores do imobilizado líquido foram enviados pela Medigás para o período de 20 anos. Para além das participações anteriormente recebidas, a Medigás não prevê receber novas participações até ao final do período de duração das licenças de exploração.

Figura 3-111 - Evolução do imobilizado líquido deduzido de participações

Observa-se o aumento gradual do imobilizado até ao sétimo ano decrescendo a partir dessa altura.

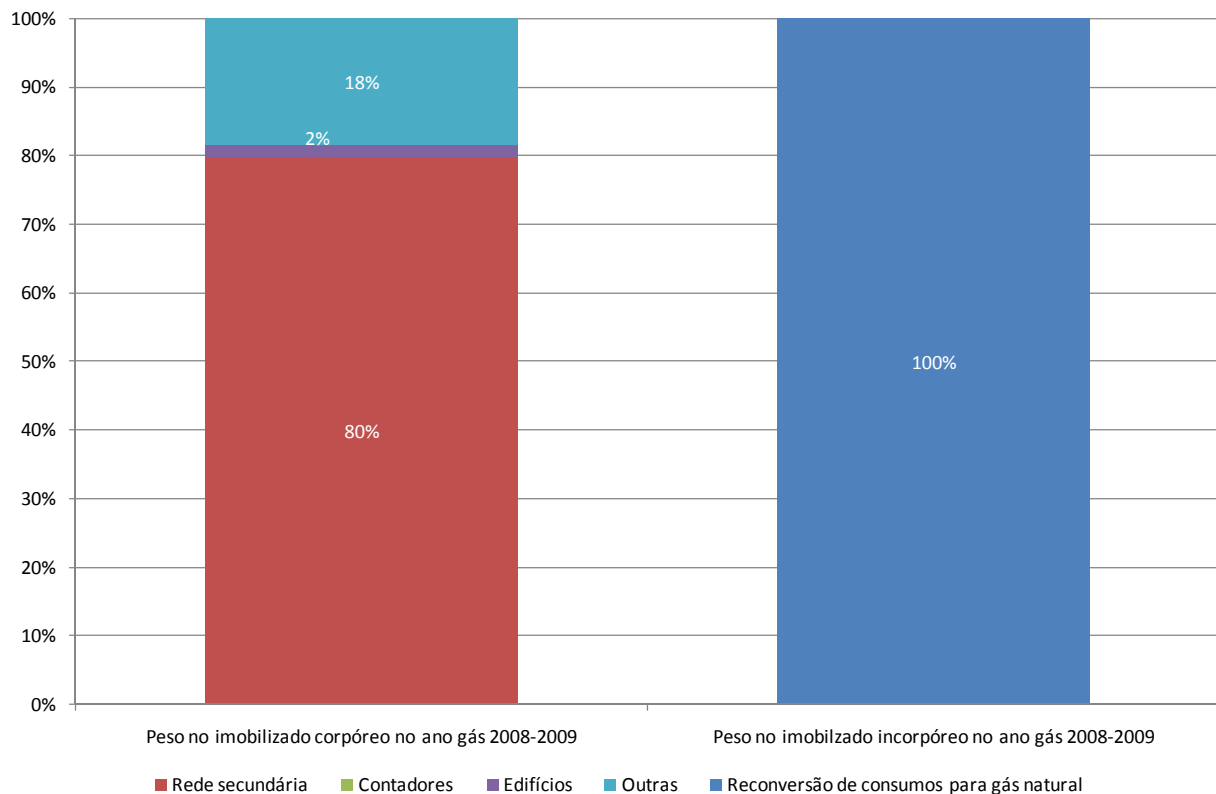
A evolução do investimento é apresentada na Figura 3-112.

Figura 3-112 - Evolução dos investimentos ao longo do período das licenças de exploração

Observa-se que a Medigás prevê que cerca de 50% dos investimentos serão realizados nos 5 primeiros anos do período de vigência das licenças de exploração.

A Figura 3-113 apresenta desagregado o imobilizado líquido em exploração pelas suas diferentes parcelas.

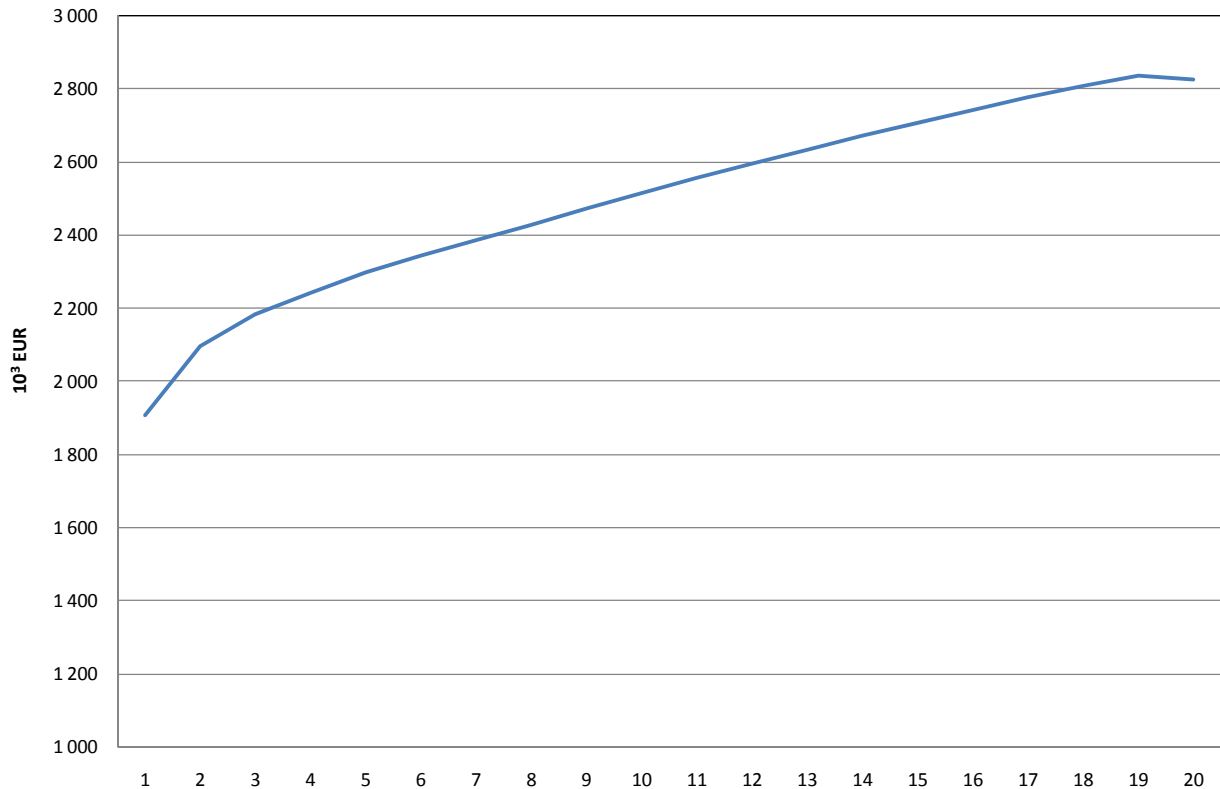
Figura 3-113 - Peso das diferentes rubricas do imobilizado líquido em exploração no ano gás 2008-2009



No caso do imobilizado corpóreo a rede secundária representa cerca de 78% do total. Por seu lado, a segunda maior rubrica individualizada, edifícios, apenas representa 2% do valor do imobilizado líquido corpóreo. No caso, do imobilizado incorpóreo, este é na íntegra constituído por reconversões de consumos para gás natural.

A Figura 3-114 apresenta a evolução do custo com capital. Observa-se que este tem um perfil de evolução diferente do perfil de evolução do imobilizado líquido. Assim, enquanto o imobilizado líquido diminui ao fim de 7 anos, o custo com capital aumenta gradual e continuamente. Deste modo, a empresa está a actuar em consonância com o que se pretendia com o alisamento do custo com capital, isto é, transferência dos custos com capital dos primeiros anos das concessões, nos quais existem menos consumos, para os anos posteriores, com mais consumo, é assim patente.

Figura 3-114 - Evolução do custo com capital



3.13.3.3 VALOR APURADO PARA OS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O Quadro 3-164 apresenta o valor apurado para os proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Medigás, desagregando-os pelas suas diferentes funções. O Quadro 3-164 compara igualmente os valores de proveitos permitidos base, tendo em conta os pressupostos da Medigás, com o valor final apurado pela ERSE, evidenciando os impactes das diferentes alterações efectuadas aos pressupostos da Medigás.

Quadro 3-164 - Impactes nos Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Medigás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações da ERSE | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|---|--------------|-------------------------|--------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| | | Contadores | Taxa de inflação | | Valor | % |
| Proveitos permitidos por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 20 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0,0% |
| Proveitos permitidos por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 117 | 0 | 0 | 117 | 0 | 0,0% |
| Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, previstos para o ano gás t | 2 766 | -43 | 9 | 2 732 | -34 | -1,2% |
| Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{ORD,k} = \tilde{R}_{UGS,t}^{ORD,k} + \tilde{R}_{URT,t}^{ORD,k} + \tilde{R}_{URD,t}^{ORD,k}$ | 2 903 | -43 | 9 | 2 869 | -34 | -1,2% |

O valor dos proveitos permitidos da Medigás na actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN é de 2 869 milhares euros. Este valor representa uma diminuição de cerca de 34 milhares euros, 1,2% em termos relativos, dos proveitos permitidos da Medigás nesta actividade, face ao valor dos proveitos obtidos com base nos pressupostos da empresa. Esta diminuição deve-se em grande parte ao efeito da alteração legislativa de não aceitação dos valores dos contadores no imobilizado líquido.

3.13.4 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural determina que os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, do comercializador de último recurso retalhista, sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural;
- Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN;
- Proveitos da função de Comercialização de gás natural.

Os pressupostos referentes às taxas de inflação previstas para 2008 e para 2009, de 2,3% e de 2,2%, que se baseavam no IPC, foram alterados pela ERSE tendo como referência para a taxa de inflação o deflator do PIB. Neste caso as taxas para 2008 e para 2009, são de 2,7% e de 2,6%, respectivamente.

Foi igualmente alterado o preço médio de aquisição do gás natural, tendo-se considerado o valor de 2,153 cent€/kWh, correspondendo ao preço médio de venda do comercializador de último recurso grossista, igual para todos os comercializadores de último recurso retalhista.

3.13.4.1 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RDGN

Os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição. Os proveitos decorrentes da aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes do comercializado de último recurso retalhista são posteriormente transferidos para o Operador da Rede de Transporte. Os proveitos decorrentes da aplicação da última tarifa são transferidos para os Operadores da Rede de Distribuição.

O Quadro 3-165 apresenta o valor apurado para os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN da Medigás.

Quadro 3-165 - Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RDGN da Medigás

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|-----------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CURk}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 20 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CURk}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 124 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CURk}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 1 081 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN , previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARND,t}^{CURk} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CURk} + \tilde{R}_{URT,t}^{CURk} + \tilde{R}_{URD,t}^{CURk}$ | 1 224 |

3.13.4.2 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

Os proveitos da função de Compra e Venda de gás natural dizem respeito ao ressarcimento dos custos com a aquisição do gás natural, adicionados dos custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e dos custos com o armazenamento subterrâneo de gás natural. Como já foi referido, a ERSE considerou o valor de 2,153 cent€/kWh para este custo médio de aquisição ao comercializador de último recurso grossista, que, aplicado às quantidades de gás natural previstas para o ano gás 2008-2009, no montante de 80,6 GWh, resulta num custo total de aquisição de gás natural de 1 735 mil euros. Este valor representa o valor dos proveitos permitidos desta função conforme se apresenta no Quadro 3-166.

Quadro 3-166 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural da Medigás

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|--------------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{C}_{GN,CURG,t}^{CURk}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 1 735 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURk}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRAR,t}^{CURk}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CURk}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{BP<,t-1}^{CURk}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1 | 0 |
| $\Delta R_{CVGN,t-2}^{CURk}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária | 0 |
| $\Delta R_{TVCF,t-2}^{CURk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas | 0 |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural , previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk} = \tilde{C}_{GN,CURG,t}^{CURk} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURk} + \tilde{C}_{UTRAR,t}^{CURk} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CURk} - \Delta R_{BP<,t-1}^{CURk} - \Delta R_{CVGN,t-2}^{CURk} - \Delta R_{TVCF,t-2}^{CURk}$ | 1 735 |

3.13.4.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Os proveitos da função de Comercialização de gás natural dizem respeito ao ressarcimento dos custos directamente ligados à comercialização de gás natural. Estes proveitos consideram os custos operacionais relacionados com esta actividade, bem como a aplicação de uma margem de comercialização sobre todos os custos associados à actividade de Comercialização de gás natural, de forma a cobrir o risco financeiro do comercializador de último recurso retalhista, decorrente da gestão do fundo de maneo. A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente.

O Quadro 3-167 apresenta o valor apurado para os proveitos permitidos desta função.

Quadro 3-167 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}E_{C,j,t}^{CURk}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 278 |
| $\tilde{A}m_{C,j,t}^{CURk}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C,j,t}^{CURk}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{C,j,t}^{CURk}$ | Margem de comercialização | 7 |
| $CLI_{C,j,PO}^{CUR,k}$ | Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização de cada comercializador de último recurso, par o escalão de consumo j , reportado ao início de cada período de regulação (po) | 0 |
| $\Delta R_{C,j,t-2}^{CURk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | 0 |
| Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t | | |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | $\tilde{R}_{C,t}^{CURk} = \sum_j \tilde{R}_{C,j,t}^{CURk} = \sum_j \left(\tilde{C}E_{C,j,t}^{CURk} + \tilde{A}m_{C,j,t}^{CURk} - \tilde{S}_{C,j,t}^{CURk} + \tilde{D}_{C,j,t}^{CURk} + CLI_{C,j,PO}^{CUR,k} - \Delta R_{C,j,t-2}^{CURk} \right)$ | 285 |

O facto de não haver qualquer valor de imobilizado afecto a esta actividade leva a que os proveitos permitidos apenas digam respeito a custos de exploração e à margem de exploração.

Os custos de exploração apenas dizem respeito a custos com FSE, não havendo qualquer trabalhador directo afecto à actividade. Assim, a Medigás subcontrata FSE dentro e fora da empresa de forma a realizar a sua actividade.

3.13.4.4 VALOR APURADO PARA OS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 3-168 apresenta o valor apurado para os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Medigás, desagregando-os pelas suas diferentes funções. O

Quadro 3-168 compara igualmente os valores de proveitos permitidos base, tendo em conta os pressupostos da Medigás, mas já influenciados pela aplicação da margem de comercialização, evidenciando os impactes das diferentes alterações efectuadas.

Quadro 3-168 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

| | | Unidade: 10 ³ EUR | | | | | | |
|-------------------------------|--|-----------------------------------|--------------------|----------------------|-------------------|------------------------------------|---|------|
| | Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações da ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | |
| | | Custo de aquisição de gás natural | Taxa de inflação | Custos de exploração | | Valor | % | |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para | 1 730 | 5 | 0 | 0 | 1 735 | 5 | 0,3% |
| $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso | 1 224 | 0 | 0 | 0 | 1 224 | 0 | 0,0% |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previs | 284 | 0 | 1 | 0 | 285 | 1 | 0,5% |
| $\tilde{R}_{TVFC,t}^{CUR,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR,k} + \tilde{R}_{ARNTD,t}^{CUR,k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR,k}$ | 3 238 | 5 | 1 | 0 | 3 245 | 7 | 0,2% |

O valor dos proveitos permitidos da Medigás na actividade de Comercialização de gás natural é de 3 245 milhares euros. Este valor representa um aumento residual de cerca de 7 milhares euros, 0,2% em termos relativos, dos proveitos permitidos da empresa nesta actividade, face ao valor dos proveitos obtidos com o cenário base. Este pequeno aumento deve-se em grande parte ao efeito do custo de aquisição de gás natural.

3.14 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA PAXGÁS – SOCIEDADE DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL DE BEJA, S.A.

3.14.1 ACTIVIDADE

A actividade desenvolvida pela Paxgás iniciou-se em 2002 com os trabalhos de preparação do pedido de licenciamento para exploração da rede de distribuição de gás natural, no concelho de Beja, que foi homologada pelo Ministério da Economia em 19 de Julho de 2003. Nos anos seguintes, e até 2007, a empresa não teve actividade operacional, tendo ao longo desse período procedido à sua instalação, realização de concursos públicos e do estabelecimento de contactos a nível comercial com potenciais clientes.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, foram especificados os princípios gerais relativos à organização do Sistema Nacional de Gás Natural, que haviam sido aprovados pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro.

A Paxgás exerce as actividades de distribuição e comercialização de gás natural e não detendo à data um número de clientes superior a 100 000, não incorreu na necessidade de proceder à separação jurídica das actividades, havendo unicamente separação contabilística.

3.14.2 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Como foi referido anteriormente, os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural são aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Entendeu-se que esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento, e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao desenvolvimento das suas actividades. Desta forma a Paxgás é abrangida por essa medida, o que não inviabiliza uma análise da evolução dos custos da empresa entre 2005 e o ano gás 2008-2009.

Nessa análise, dever-se-á ter em conta a dificuldade na comparabilidade dos valores entre os vários anos considerados. Tal deve-se ao facto da empresa não ter actividade operacional nos anos de 2005-2007. Na ausência de uma estrutura própria para desenvolver a sua actividade, a Paxgás havia celebrado com a Dianagás um protocolo de colaboração técnico-comercial sendo que em 2006 a generalidade dos custos ocorridos deriva de serviços efectuados ao abrigo desse protocolo.

A análise apresentada de seguida, é efectuada aos custos operacionais deduzidos dos custos de aquisição de gás natural, de amortizações e de provisões.

A empresa Paxgás apresenta um acréscimo dos custos operacionais de cerca de 80%, quando comparamos os valores de 2007 com os valores previstos para o ano gás 2008-2009. Em valor absoluto o acréscimo é de cerca de 114 milhares de euros.

No Quadro 3-169 apresenta-se uma comparação entre as principais rubricas dos custos operacionais conforme descritos acima, relativamente aos anos de 2005 a 2008/2009 (em milhares de euros).

Quadro 3-169 - Evolução dos custos operacionais

Unidade: 10³ EUR

| Rubrica | Paxgás | | | | | | | | |
|--|----------|-----------|----------------------------|------------|----------------------------|----------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Variação 2008-2009/2007 valor | Variação 2008-2009/2007 % | Variação 2008- 2009/2007 anualizada % |
| FSE (exclui subcontratos UGS, URT e URD) | 4 | 31 | 675% | 121 | 292% | 215 | 93,7 | 77% | 46% |
| <i>GDP Serviços</i> | | | | | | 86 | 85,9 | | |
| <i>Serviços Galp Energia</i> | 2 | 5 | 107% | 0 | -100% | 15 | 15,2 | | |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | 0 | | 9 | | 22 | 13,4 | 157% | 87% |
| <i>Serviços GDPD</i> | 0 | 0 | | 1 | | 0 | -0,7 | -100% | -100% |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | 0 | 0 | | 0 | | 0 | 0,0 | | |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | 0 | 0 | | 1 | | 0 | -0,7 | -100% | -100% |
| <i>Outros FSE</i> | 2 | 26 | | 112 | 327% | 92 | -19,4 | -17% | -12% |
| Custos com pessoal | 0 | 0 | | 16 | | 27 | 10,6 | 65% | 40% |
| Impostos | 0 | 1 | | 4 | 342% | 9 | 4,7 | 106% | 62% |
| Outros custos operacionais | 0 | 0 | | 0 | | 5 | 5,0 | | |
| Custos operacionais sem custos de aquisição de gás GN, sem amortizações e provisões | 4 | 32 | 700% | 142 | 344% | 256 | 114 | 80% | 48% |

Fonte: GALP Energia

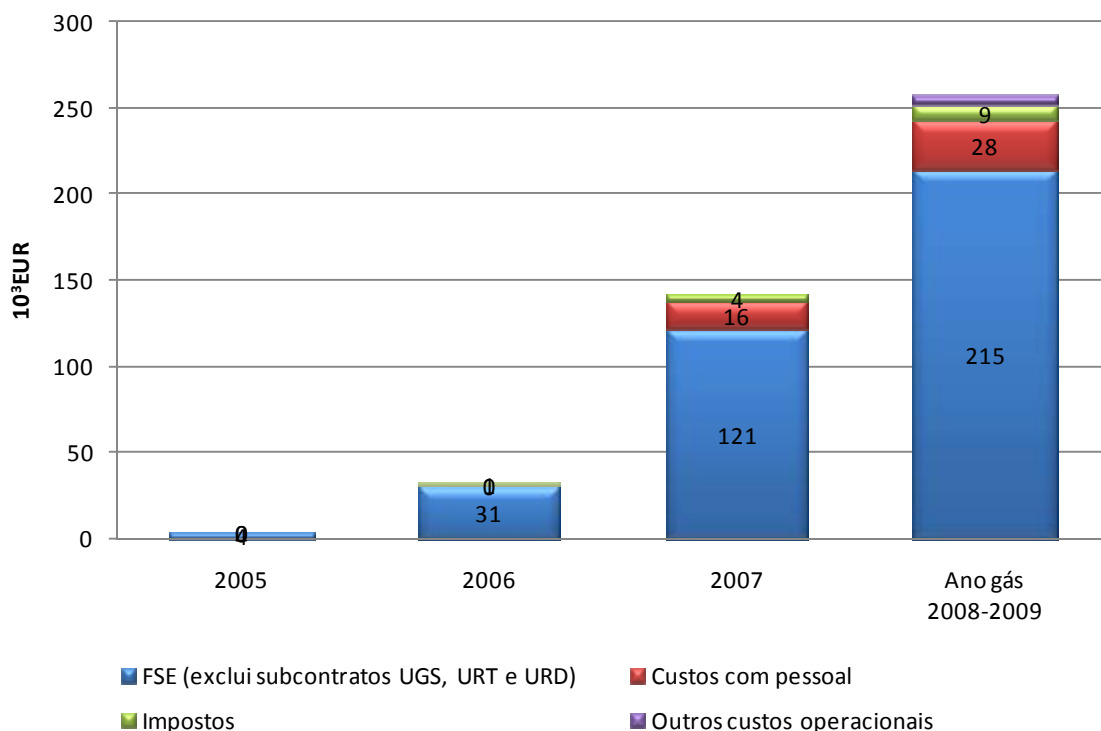
A variação acima referida deve-se, essencialmente, ao acréscimo dos Fornecimentos e serviços externos (FSE), em 77%, ascendendo a 215 milhares de euros, com especial destaque para a contratação dos serviços da empresa GDP Serviços. Os “Outros FSE” apesar de representarem o maior agregado de custos ao nível dos FSE, cerca de 43%, apresentaram um decréscimo de 19% relativamente ao ano de 2007.

Os custos com pessoal crescem entre 2007 e o primeiro ano gás (2008-2009) cerca de 10,6%, situando-se nos 27 milhares de euros.

Os valores de 2008-2009 obtidos a partir da última versão das Normas Complementares recebidas da Paxgás são na sua generalidade idênticos aos apresentados anteriormente, diferindo apenas nos custos com pessoal em 1 milhão de euros.

A Figura 3-115 mostra a evolução da estrutura dos custos operacionais desde 2005 ao ano gás 2008-2009.

Figura 3-115 - Evolução da estrutura dos custos operacionais



Como esta figura evidencia, os custos reflectem uma evolução em consonância com o exposto anteriormente não havendo uma consolidação de valores que permita tirar grandes ilações das alterações ocorridas ao nível dos custos operacionais.

No Quadro 3-170 analisamos a evolução dos custos operacionais unitários em valor e em percentagem.

Quadro 3-170 - Custos operacionais unitários

| | 2005 | 2006 | 2007 | Ano gás 2008-2009 |
|---|------|---------------|---------------|----------------------|
| Custos operacionais (sem amort, prov., custo aquisição de GN) (10 ³ EUR) | 4 | 32 | 142 | 215 |
| Variação (%) | | 700,0% | 344,0% | 51,2% |
| Número de clientes | 0 | 0 | 0 | 567 |
| Custo unitário FSE+CP+Imp+Outros (10 ³ EUR) | - | - | - | 379 |
| Variação do custo unitário (%) | | - | - | - |

Apenas no ano gás a empresa apresenta número de clientes que permite efectuar um cálculo do custo unitário do agregado “FSE+CP+Imp+OCO” e que se situa nos 379 euros por cliente, o que inviabiliza qualquer análise sobre a razoabilidade dos custos.

Pela análise do Quadro 3-171, verifica-se que no período em análise os FSE são a rubrica com maior peso, representando no ano gás 2008-2009 cerca de 84% do total dos custos operacionais, logo seguida dos custos com pessoal com 10% do total.

Quadro 3-171 - Estrutura dos custos de exploração

Unidade: 10³ EUR

| Rubrica | Paxgás | | | | | | Ano gás 2008-2009 | Peso dos Custos de 2008-2009 |
|--|----------|-----------|-------------------------------|------------|-------------------------------|------------|----------------------|------------------------------------|
| | 2005 | 2006 | Peso dos Custos de 2006 | 2007 | Peso dos Custos de 2006 | | | |
| FSE (exclui subcontratos UGS, URT e URD) | 4 | 31 | 97% | 121 | 85% | 215 | 84% | |
| <i>GDP Serviços</i> | | | | | | 86 | 34% | |
| <i>Serviços Galp Energia</i> | 2 | 5 | 15% | 0 | 0% | 15 | 6% | |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | 0 | 0% | 9 | 6% | 22 | 9% | |
| <i>Serviços GDPD</i> | 0 | 0 | 0% | 1 | 0% | 0 | 0% | |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | 0 | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | 0 | 0 | 0% | 1 | 0% | 0 | 0% | |
| <i>Outros FSE</i> | 2 | 26 | 82% | 112 | 78% | 92 | 36% | |
| Custos com pessoal | 0 | 0 | 0% | 16 | 11% | 27 | 10% | |
| Impostos | 0 | 1 | 3% | 4 | 3% | 9 | 4% | |
| Outros custos operacionais | 0 | 0 | 0% | 0 | 0% | 5 | 2% | |
| Custos operacionais sem custos de aquisição de gás GN, sem amortizações e provisões | 4 | 32 | 100% | 142 | 100% | 256 | 100% | |

Face ao peso dos fornecimentos e serviços externos, optou-se por fazer uma análise detalhada daqueles custos, tendo em conta os serviços prestados por departamentos internos à empresa e por departamentos externos (empresas do grupo), conforme Quadro 3-172.

Quadro 3-172 - Detalhes dos FSE

Unidade: 10³ EUR

| Rubrica | Paxgás | | | | | | | |
|--|------------|------------|----------------------------|------------|----------------------------|----------------------|--------------------------------|---|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Variação 2008- 2009/2007 | Variação 2008- 2009/2007 anualizada % |
| Total FSE | 4 | 31 | 675% | 121 | 292% | 215 | 77% | 46% |
| <i>GDP Serviços</i> | | | | | | 86 | | |
| <i>Serviços Galp Energia</i> | 2 | 5 | 107% | 0 | -100% | 15 | | |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | 0 | | 9 | | 22 | 157% | 87% |
| <i>Serviços GDPD</i> | 0 | 0 | | 1 | | 0 | -100% | -100% |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | 0 | 0 | | 0 | | 0 | | |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | 0 | 0 | | 1 | | 0 | -100% | -100% |
| <i>Outros FSE</i> | 2 | 26 | | 112 | 327% | 92 | -17% | -12% |
| Peso Serviços GDP no total FSE | 59% | 16% | | 8% | | 57% | | |
| Peso GDP Serviços GDP no total FSE | | | | | | 40% | | |
| Peso GDP Serviços no total de custos operacionais | | | | | | 34% | | |

Da análise, podemos concluir no ano de 2008 os serviços prestados pelo grupo aumentam o seu peso no total dos FSE, passando a representar 57% no ano gás 2008-2009. Este peso é explicado pelo aparecimento da GDP Serviços, empresa criada para prestação de diversos serviços às empresas do grupo GALP Energia. No entanto, a GALP Energia não apresenta uma justificação detalhada para o valor da mesma, embora aquela rubrica tenha um peso de 34% no total dos custos operacionais.

Paralelamente, verifica-se que os Serviços GDPD e Serviços GALP Gás Natural desaparecem no ano gás 2008-2009, o que pode ser justificado com a passagem daqueles serviços para a GDP Serviços

3.14.3 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pela Paxgás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- Dedução do valor dos contadores da base de activos regulados, por imposições legislativas (Lei 12/2008, de 26 de Fevereiro), conforme referido anteriormente, bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações);
- Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos CUR e das empresas de rede (Distribuidoras e REN), assumiram-se como válidas as previsões dos CURr e CURg. Por outro lado, definiu-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiram-se estas quantidades preservando a estrutura do balanço de gás natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007 no que respeita ao crescimento natural dos consumos. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas 3 maiores distribuidoras, não afectando, portanto, a Paxgás.

Assim para os distribuidores regionais, as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos CURr, com as quantidades de grandes clientes previstas

pelo CURG e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do balanço de gás natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007. De acordo com a regra referida nos pressupostos, foram alteradas as quantidades de gás natural propostas pela Paxgás, para o ano gás 2008-2009, de $645 \cdot 10^3 \text{m}^3$ para $621 \cdot 10^3 \text{m}^3$, aplicando-se a mesma proporção para os 20 anos da licença¹⁹;

- c) Harmonização das taxas de inflação para o ano gás 2008-2009: em vez das taxas de inflação, consideradas pela Paxgás, de 2,3% e de 2,2%, para 2008 e 2009, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente.

3.14.3.1 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), são apresentados no Quadro 3-173.

Quadro 3-173 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--------------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 2 |
| $\Delta \tilde{V}_{UGS,t-2}^{ORD_k}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás t-2, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | |
| $\frac{r}{i_{t-1}^3}$ | 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 |
| $\tilde{F}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 2 |
| | $\tilde{F}_{UGS,t}^{ORD_k} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORD_k} - \Delta \tilde{V}_{UGS,t-2}^{ORD_k} \times \left(1 + \frac{r}{100} \right)^2$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 2 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

¹⁹ Prazo máximo para as Licenças de distribuição previsto no Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de Julho.

3.14.3.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), são apresentados no Quadro 3-174.

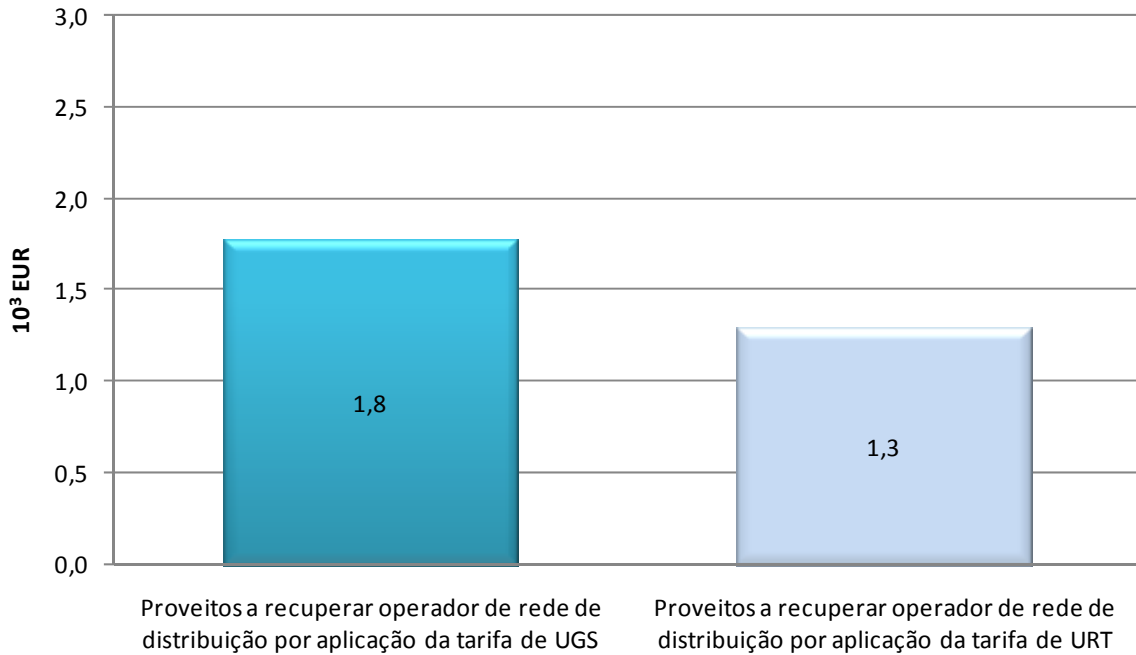
Quadro 3-174 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|---|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{URT,t}^{ORDk}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 1 |
| $\Delta_{URT,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | |
| $\frac{r}{100}$ | 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 |
| $\tilde{P}_{URT,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 1 |
| $\tilde{P}_{URT,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{URT,t}^{ORDk} - \Delta_{URT,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{r}{100}\right)^2$ | | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 1 milhar de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-116 ilustra os proveitos permitidos da Paxgás com a recuperação dos custos do operador da rede distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-116 - Proveitos a recuperar



3.14.3.3 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.14.3.3.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-175 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-175 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural

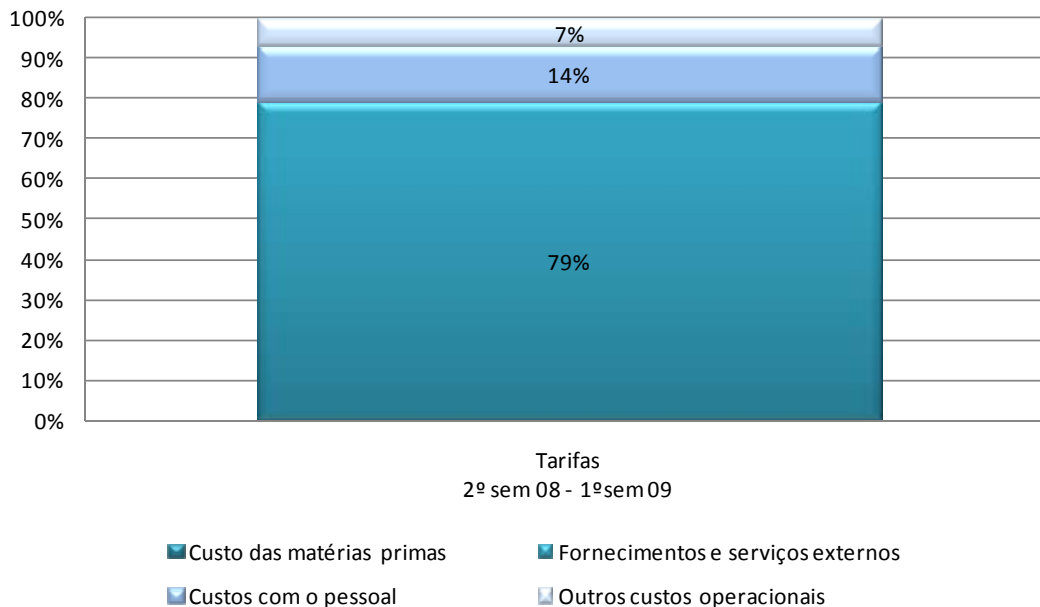
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas 2008-2009 | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
| Custo das matérias primas | 0 | 0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 161 | 79% |
| Custos com o pessoal | 28 | 14% |
| Outros custos operacionais | 14 | 7% |
| Custos de exploração | 203 | 100% |

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 (FSE) e os custos com pessoal. Estes representam na sua totalidade 93% dos custos de exploração da Paxgás, sendo 79% referente a FSE e 14% a custos com pessoal.

A Figura 3-117 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da actividade.

Figura 3-117 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural



FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o agregado de custos de exploração com um maior peso no total, ascendendo a 161 milhares de euros e representando 79% do total.

CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal representam no ano gás 2008-2009, na totalidade dos custos de exploração, cerca de 14% do total, ascendendo a 28 milhares de euros.

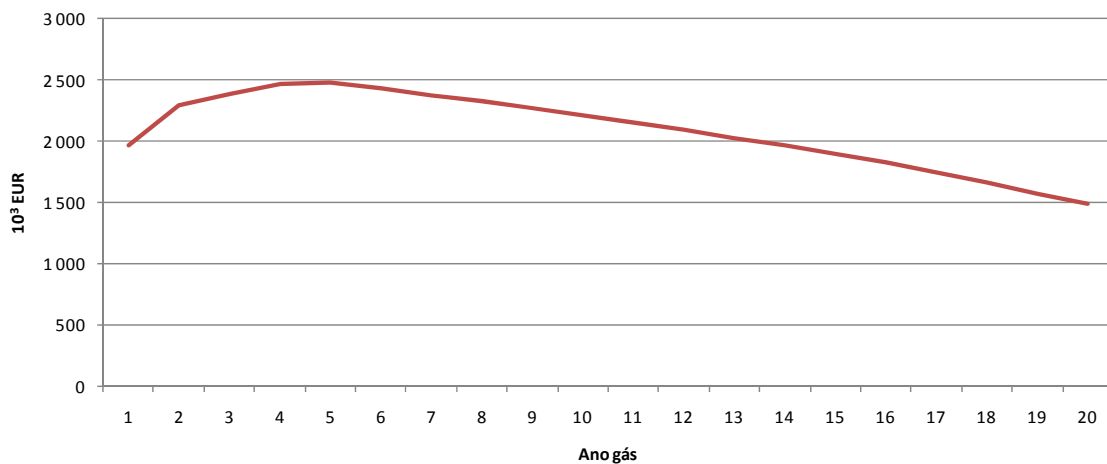
3.14.3.3.2 CUSTO COM CAPITAL

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

A informação enviada pela Paxgás evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer durante os 20 anos da licença de distribuição. A empresa não apresenta participações ao investimento ao longo desse período. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, para cada um dos anos.

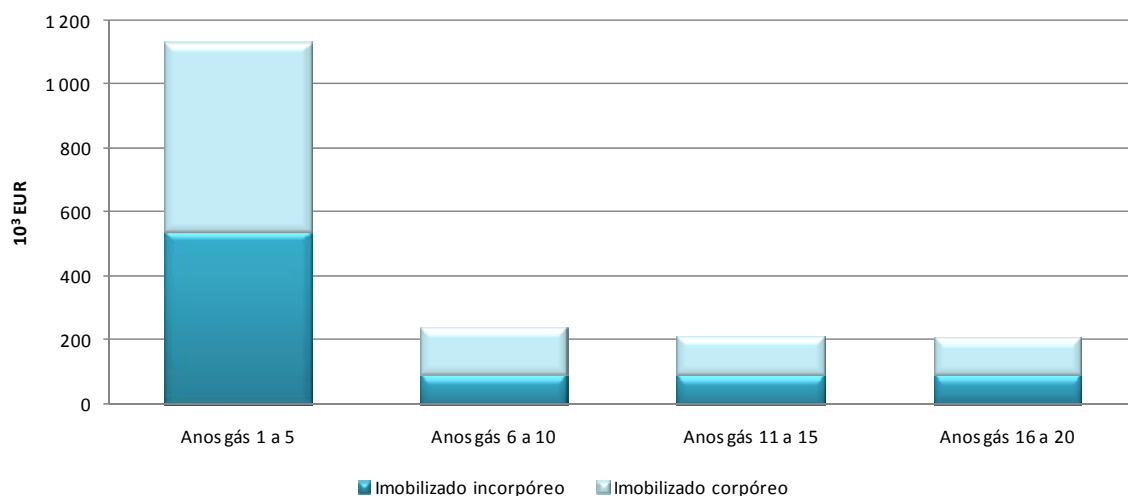
A Figura 3-118 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 20 anos da licença.

Figura 3-118 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da Paxgás para o período da licença ascende a cerca de 1,9 milhões de euros, distribuídos ao longo do período conforme é evidenciado na Figura 3-119.

Figura 3-119 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural



No Quadro 3-176 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a actividade de Distribuição de gás natural, no final do primeiro ano gás.

Quadro 3-176 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

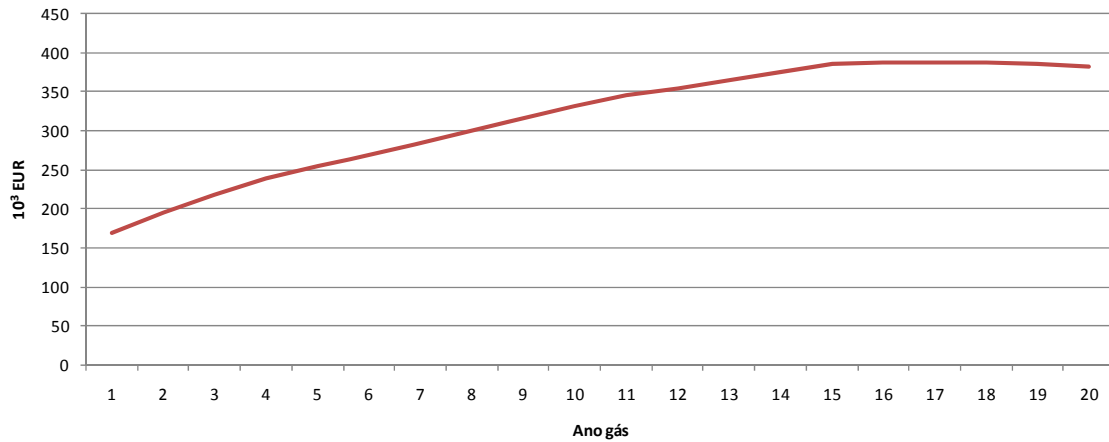
Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas 2008-2009 | Peso % |
|------------------|--------------------------------|------------------------------|---------------|
| 1=2+4 | Imobilizado Líquido | 2 125 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 514 | 24% |
| | Em exploração | 449 | 21% |
| 3 | Em curso | 65 | 3% |
| 4 | Imobilizado Corpóreo | 1 611 | 76% |
| | Terrenos e recursos naturais | 137 | 6% |
| | Edifícios e outras construções | 0 | 0% |
| | Equipamento básico | 1 355 | 64% |
| | Equipamento de transporte | 0 | 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 0 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 0 | 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 23 | 1% |
| 5 | Imobilizado em curso | 95 | 4% |
| 6 | Participações Líquidas | 0 | |
| 7=1-3-5-6 | Imobilizado líquido | 1 965 | 92% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 170 milhares de euros correspondendo a 46% do total dos proveitos permitidos a actividade de Distribuição de gás natural.

A Figura 3-120 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural, para o período da licença.

Figura 3-120 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural



3.14.3.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural a recuperar pela, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69º do Regulamento Tarifário

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição todos os custos de exploração da Paxgás, foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas e tendo em consideração os pressupostos mencionados anteriormente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a actividade de Distribuição são os apresentados no Quadro 3-177 ascendendo a 369 milhares de euros.

Quadro 3-177 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 170 |
| $\tilde{C}_{E,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 203 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 4 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | |
| 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 |
| $\Delta R_{VRD,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | |
| $R_{VRD,t}^{ORDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 369 |
| | $R_{VRD,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{C}_{E,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{VRD,t-2}^{ORDk}$ | |

3.14.3.4 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN DA PAXGÁS

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Paxgás, foi calculado de acordo com o artigo 66.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos permitidos, que se apresentam no Quadro 3-178 ascendem a 381 milhares de euros, sendo 2 milhares de euros resultantes da aplicação das tarifas de UGS, 11 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de URT e 369 milhares de euros da actividade de Distribuição.

Quadro 3-178 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Paxgás

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|---|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\sum_{k \in K} \overline{ORD}_{k,t}^{RNTGN}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 2 |
| $\sum_{k \in K} \overline{ORD}_{k,t}^{RNDGN}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 1 |
| $\sum_{k \in K} \overline{ORD}_{k,t}^{DISTR}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 369 |
| $\sum_{k \in K} \overline{ORD}_{k,t}^{RNTGN} + \sum_{k \in K} \overline{ORD}_{k,t}^{RNDGN} + \sum_{k \in K} \overline{ORD}_{k,t}^{DISTR}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 372 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de -0,2% relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo -2,2 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores, e 1,3 milhares de euros resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-179.

Quadro 3-179 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Paxgás

| | Cenário Base | Imposições legislativas | Decisões da ERSE | | | | |
|---|--------------|-------------------------|---|-------------------------------|--------------------------------------|---------------|-----------|
| | | | Sem contadores na base de Activos regulados | Alteração da taxa de inflação | Ano gás 1 2º sem 2007-1º sem 2010 | Impacte total | Impacte % |
| | | | | | | | |
| Actividade de Distribuição | 369,4 | -2,2 | 1,3 | 368,5 | -0,9 | 0,0 | |
| Aplicação da tarifa de UGS | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | |
| Aplicação da tarifa de URT | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | |
| Actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN | 372,5 | -2,2 | 1,3 | 371,6 | -0,9 | -0,2% | |

3.14.4 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Paxgás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Custo de aquisição de gás natural;
- b) Taxas de inflação consideradas pela Paxgás, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

3.14.4.1 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos função de Compra e Venda de gás natural, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 77.º do Regulamento.

Os proveitos permitidos, para a função de Compra e Venda de gás natural, são apresentados no Quadro 3-180.

Quadro 3-180 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|---|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CURGC}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 156 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURGC}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRAR,t}^{CURGC}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CURGC}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{BP,t-1}^{CURGC}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1 | |
| $\Delta R_{CVGN,t-2}^{CURGC}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária | |
| $\Delta R_{TVCF,t-2}^{CURGC}$ | Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas | |
| Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, previstos para o ano gás t | | |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURGC}$ | $\tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{UTRAR,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CURGC} - \Delta R_{CVGN,t-2}^{CURGC} - \Delta R_{TVCF,t-2}^{CURGC}$ | 156 |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 156 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural. Este valor resulta da aplicação do preço unitário de aquisição ao comercializador de último recurso grossista, no valor de 2,153 cent€/kWh às quantidades previstas adquirir pela Paxgás no ano gás 2008-2009 no montante de 7 242 MWh.

A Paxgás não apresentou qualquer outro tipo de custo ao nível desta função.

3.14.4.2 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

O valor total dos proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RBDGN, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 78º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-181.

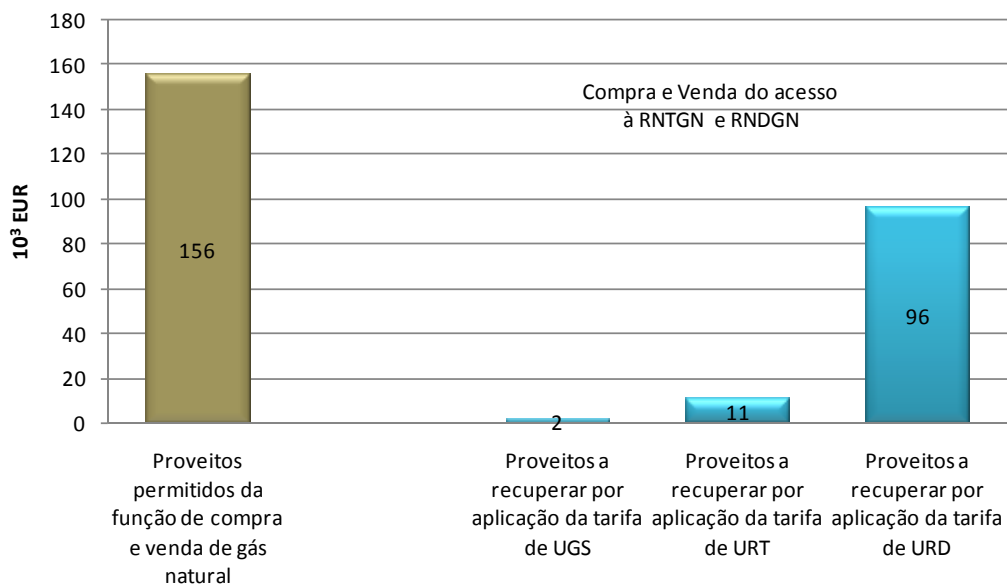
Quadro 3-181 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 2 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 11 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 96 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t | 109 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 109 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

A Figura 3-121 ilustra os proveitos permitidos da Paxgás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-121 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN



3.14.4.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.14.4.3.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-182, apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Comercialização de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-182 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas 2008-2009 | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|
| Custo das matérias primas | 0 | 0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 55 | 100% |
| Custos com o pessoal | 0 | 0% |
| Outros custos operacionais | 0 | 0% |
| Custos de exploração | 55 | 100% |

Da análise ao quadro verifica-se que os custos de exploração da Paxgás para a função de Comercialização de gás natural no 1º ano gás referem-se unicamente a FSE. Tal deriva do facto da empresa não apresentar efectivos afectos a essa função não tendo, portanto, custos com pessoal.

FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Os fornecimentos e serviços externos são o único agregado de custos de exploração da Paxgás, sendo, de acordo com a Norma Complementar 8, enviada pela empresa todos referentes a trabalhos especializados e adquiridos dentro próprio Grupo GALP Energia.

CUSTOS COM PESSOAL

A empresa não apresenta efectivos, nem custos com pessoal afectos à função de Comercialização de gás natural recorrendo a prestações de serviços externas à função, o que se reflecte na conta de fornecimentos e serviços externos, conforme referido anteriormente.

3.14.4.3.2 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de comercialização de gás natural.

3.14.4.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Comercialização de gás natural a recuperar pela Paxgás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 79º do Regulamento Tarifário.

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural todos os custos de exploração da Paxgás foram aceites, tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas, e foram tidos em consideração os pressupostos mencionados anteriormente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-183, ascendendo a 56 milhares de euros.

Quadro 3-183 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás |
| | | 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{C_{j,t}}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 55 |
| $\tilde{A}_{C_{j,t}}^k$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{P}_{C_{j,t}}^k$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{C_{j,t}}^{CUR}$ | Margem de comercialização calculada por aplicação do diferencial médio ponderado entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos, prevista para o ano gás t | 1 |
| $CL \tilde{I}_i^{CUR,t}$ | Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização de cada comercializador de último recurso, a vigorar durante os períodos de regulação previstos na respectiva licença, considerando o número de clientes, reportado ao início de cada período de regulação | 0 |
| $\Delta_{g,t-2}^{CUR}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | |
| $\tilde{P}_{C_{j,t}}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{C}_{C_{j,t}}^{CUR} + \tilde{A}_{C_{j,t}}^{CUR} - \tilde{S}_{C_{j,t}}^{CUR} + \tilde{D}_{C_{j,t}}^{CUR} + C \tilde{I}_k^{CUR} - \Delta_{C_{j,t-2}}^{CUR}$ | 56 |

3.14.4.4 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Paxgás, foi calculado de acordo com o artigo 76.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, que se apresentam no Quadro 3-184, ascendem a 320 milhares de euros, sendo 156 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 109 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 56 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-184 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Poxgás

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|------------------------------|--|----------------------|
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 156 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 109 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 56 |
| $\tilde{R}_{TYFC,t}^{CUR_k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{ARND,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | 320 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de 0,3%, correspondendo a um acréscimo de 0,9 milhares de euros, relativamente ao cenário base, sendo 0,6 milhares de euros, resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás natural, e 0,3 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-185.

Quadro 3-185 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Poxgás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|----------------------------------|--------------|---------------------------|------------------|----------------------|------------------------------------|-------------|
| | | Custo de aquisição do gás | Taxa de inflação | | Valor | % |
| <i>Compra e venda de gás</i> | 155,3 | 0,6 | 0,0 | 155,9 | 0,6 | 0,4% |
| <i>Compra e venda de acessos</i> | 108,7 | 0,0 | 0,0 | 108,7 | 0,0 | 0,0% |
| <i>Comercialização</i> | 55,4 | 0,0 | 0,3 | 55,6 | 0,3 | 0,5% |
| Comercialização | 319,4 | 0,6 | 0,3 | 320,2 | 0,9 | 0,3% |

3.15 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS PORTGÁS – SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A. E PORTGÁS, S.A.

Dado que a regulação das actividades de distribuição e de comercialização das empresas do sector do gás natural se está a efectuar pela primeira vez e que as empresas só procederam à separação das actividades em meados de 2007, não existe historial que permita aferir da razoabilidade dos valores apresentados para cada uma das actividades.

Deste modo, a análise dos custos de exploração incide sobre a soma dos valores das duas actividades do ano gás 2008-2009, procedendo-se como se as empresas não tivessem separado as actividades, o que torna comparáveis os valores do ano gás com os de anos anteriores.

3.15.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Como foi referido anteriormente, os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural são aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Entendeu-se que esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento, e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao desenvolvimento das suas actividades.

Nessa análise, dever-se-á ter em conta a dificuldade na comparabilidade dos valores entre os vários anos considerados. A análise apresentada de seguida, é efectuada aos custos operacionais deduzidos dos custos de aquisição de gás natural, de amortizações e de provisões.

Seguidamente é apresentado o quadro com a evolução dos custos operacionais da Portgás:

Quadro 3-186 - Evolução dos custos operacionais

Unidade: 10³ EUR

| | 2005 | 2006 | Variação % 06-05 | 2007 | Variação % 07-06 | Ano gás 2008-2009 | Variação % ano gás anualizada-07 |
|--|---------------|---------------|---------------------|---------------|---------------------|----------------------|--|
| FSE | 6 340 | 7 094 | | 10 780 | | 11 733 | |
| Trf. custos entre empresas | | | | | | -2 869 | |
| FSE "liquidos" | 6 340 | 7 094 | 12% | 10 780 | 52% | 8 864 | -12% |
| Custos com pessoal | 4 587 | 4 287 | -7% | 4 468 | 4% | 3 369 | -17% |
| Impostos | 935 | 1 384 | 48% | 1 620 | 17% | 1 638 | 1% |
| Outros custos operacionais | 393 | 459 | 17% | 462 | 1% | 1 173 | 86% |
| Custos operacionais sem amort e provisões | 12 255 | 13 224 | 8% | 17 331 | 31% | 15 044 | -9% |

Fonte: Portgás, S.A.

Através do quadro acima verificamos que os fornecimentos e serviços externos sofreram um grande aumento de 2006 para 2007, de cerca de 52%, enquanto que de 2005 para 2006 o aumento foi de 12% e de 2007 para o ano gás 2008-2009 ocorreu uma diminuição. Esta diminuição deve-se essencialmente aos valores referidos pela Portgás de transferência de custos entre empresas, que no ano gás 2008-2009 a empresa prevê que ascendam a 2 869 milhares de euros.

De acordo com resposta ao pedido de esclarecimento da ERSE à Portgás, as variações verificadas no ano gás 2008-2009 face ao ano civil de 2006 devem-se sobretudo ao facto de, "...na sequência da publicação da legislação e regulamentação relativa à liberalização e à separação de actividades do

sector do gás natural, a Portgás ter procedido a uma forma eficiente de separação de actividades sem duplicação de custos com pessoal e outros, através da centralização de alguns serviços nas empresas EDP Soluções Comerciais e EDP Valor, tirando partido de recursos existentes ao nível do grupo EDP. Neste sentido, desde Janeiro de 2007 os serviços associados ao atendimento ao cliente, assim como os principais serviços de suporte administrativo, têm vindo a ser prestados pelas empresas do Grupo, EDP Soluções Comerciais e EDP Valor, numa óptica de centralização e especialização de serviços assegurando-se em simultâneo um nível de qualidade e preços adequados.”

Analisando o quadro acima verificamos que de 2006 para o ano de 2007 houve um maior aumento nos fornecimentos e serviços externos, cerca de 52%, e os custos com pessoal aumentaram cerca de 4%. Só se denota uma diminuição dos custos com pessoal e uma eficiência na separação de actividades de 2007 para o ano gás 2008-2009.

No Quadro 3-187 apresenta-se a evolução da estrutura dos custos operacionais da Portgás.

Quadro 3-187 - Evolução da estrutura dos custos operacionais da Portgás

Unidade: 10³ EUR

| | Peso dos custos 06 | Peso dos custos 07 | Peso dos custos do ano gás 08-09 |
|---|--------------------|--------------------|----------------------------------|
| FSE | | | |
| Trf. custos entre empresas | | | |
| FSE "liquidos" | 54% | 62% | 59% |
| Custos com pessoal | 32% | 26% | 22% |
| Impostos | 10% | 9% | 11% |
| Outros custos operacionais | 3% | 3% | 8% |
| Custos operacionais sem amort e provisõe | 100% | 100% | 100% |

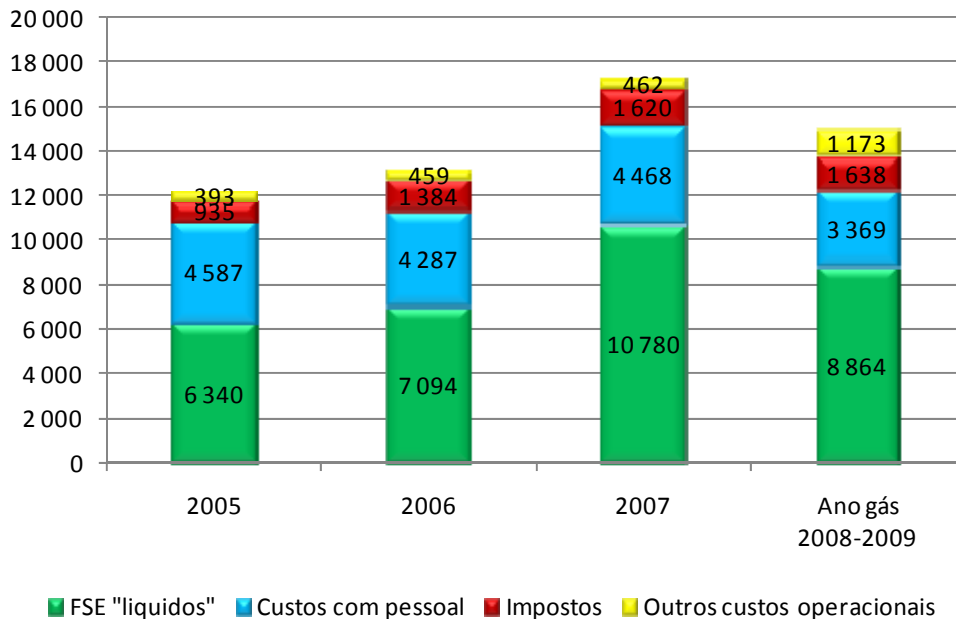
Fonte: Portgás, S.A.

Como se pode constatar, o peso dos fornecimentos e serviços externos aumentou de 2006 para 2007, em consonância com o aumento significativo de 52% anteriormente referido. Quanto ao peso dos mesmos custos no ano gás 2008-2009 estes representam 59% do total de custos operacionais, tendo diminuído relativamente ao ano de 2007 (62%).

Os custos com pessoal apresentam uma diminuição anual do peso nos custos operacionais totais representando cerca de 32% em 2006, tendo passado para 26% em 2007, decrescendo em 2008-2009 para 22%.

A Figura 3-122 apresenta a evolução da estrutura dos custos de exploração da Portgás:

Figura 3-122 - Evolução dos custos operacionais



Fonte: Portgás, S.A.

Podemos verificar que os fornecimentos e serviços externos aumentaram até 2007, prevendo a empresa uma diminuição no ano gás 2008-2009 devido essencialmente, como já referido, à centralização de alguns serviços, traduzindo-se numa maior eficiência de separação de actividades.

Relativamente aos custos com pessoal a Portgás prevê igualmente uma diminuição de 2007 para o ano gás 2008-2009, facto já justificado anteriormente. A Portgás refere também que cedeu às empresas EDP Soluções Comerciais e EDP Valor os colaboradores que internamente contribuem para os serviços associados ao atendimento ao cliente, assim como os principais serviços de suporte administrativo, daí a diminuição na rubrica de custos com pessoal. Verifica-se assim que o número de efectivos em 2007 foi de 99 de forma idêntica ao já verificado em 2006. Enquanto que as previsões para o ano gás 2008-2009 é de 67 efectivos, corroborando assim a diminuição de custos com pessoal nesse ano de 25% com a justificação da Portgás.

No Quadro 3-188 analisamos a evolução dos custos unitários em percentagem desde o ano 2005 ao ano gás 2008-2009:

Quadro 3-188 - Custos operacionais unitáriosUnidade: 10³ EUR

| | 2005 | 2006 | Variação % 05-06 | 2007 | Variação % 06-07 | Ano gás 2008-2009 | Variação % 07 ano gás anualizada |
|---|---------|---------|---------------------|---------|---------------------|----------------------|--|
| Custos operacionais sem amort e prov | 12 255 | 13 224 | 8% | 17 331 | 31% | 15 044 | -9% |
| Clientes | 135 981 | 152 124 | 12% | 170 841 | 12% | 195 302 | 9% |
| Custos operacionais por cliente (€/cliente) | 90 | 87 | -4% | 101 | 17% | 77 | -17% |

Fonte: Portgás, S.A.

Verificamos que o custo unitário por cliente diminuiu, de 2005 para 2006 tendo aumentado substancialmente de 2006 para 2007. Este aumento tão significativo deve-se ao acréscimo substancial nos custos operacionais, em cerca de 31% enquanto que os clientes aumentaram 12%.

De 2007 para o ano gás 2008-2009 a empresa prevê uma diminuição significativa no custo unitário por cliente devido essencialmente à diminuição nos custos operacionais em 9%. Esta diminuição é justificada pela empresa por uma maior eficiência na separação das duas actividades e na centralização de alguns serviços nas empresas EDP.

3.15.2 PORTGÁS – SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO, S.A.**3.15.2.1 ACTIVIDADE**

A Portgás – Sociedade de Produção e Distribuição, S.A. (Portgás Distribuição) é uma sociedade anónima constituída em 1988, com sede em Matosinhos e tem por objecto a exploração em regime de serviço público, da rede de distribuição regional de gás natural e dos seus gases de substituição na zona Norte de Portugal, assim como a construção e manutenção das respectivas infra-estruturas. Este serviço público foi concessionado à Portgás Distribuição por um período de 35 anos (ano de 1993 a 2028), pelo Estado Português. Em 1994 a empresa iniciou a prestação de serviços.

Este contrato esteve em vigor até ao ano de 2007 (*inclusive*), ano de transição. No dia 11 de Abril de 2008 foram renegociados os contratos de concessão com as empresas distribuidoras ao abrigo da nova legislação para o sector, sendo que os novos contratos prevêem um período de concessão de 40 anos, a partir de 1 de Janeiro de 2008.

3.15.2.2 PROVEITOS PERMITIDOS da actividade de Acesso à RNTGN E À RNDGN

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pela Portgás Distribuição. Tendo a ERSE procedido às seguintes alterações:

-
- a) Por imposição legislativa (Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro), conforme referido anteriormente, os contadores foram deduzidos da base de activos regulados os valores associados a contadores, bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações);
- b) Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos Comercializador de Último Recurso e das empresas de rede (Distribuidoras e REN), assumiram-se como válidas as previsões dos Comercializador de Último Recurso retalhista e Comercializador de Último Recurso grossista. Por outro lado, definiu-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiram-se estas quantidades preservando a estrutura do balanço de gás natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007 no que respeita ao crescimento natural dos consumos. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas 3 maiores distribuidoras, afectando, portanto, a Portgás Distribuição.

Assim para os distribuidores regionais, as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos CURr, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo CURg e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007. No caso da Portgás Distribuição, foram alteradas as quantidades de gás natural propostas por esta, para o ano gás 2008-2009, de $232\,731\,10^3\text{ m}^3$ para $639\,269\,10^3\text{ m}^3$, aplicando-se a mesma proporção para os 40 anos da concessão;

- c) As taxas de inflação consideradas pela Portgás Distribuição, de 2,7% e de 2,9%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

3.15.2.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa UGS, são apresentados no Quadro 3-189.

Quadro 3-189 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORDk}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 1 849 |
| $\Delta F_{UGS,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | |
| 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 |
| $\tilde{F}_{UGS,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t $\tilde{F}_{UGS,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORDk} - \Delta F_{UGS,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 1 849 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 1 849 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.15.2.2.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

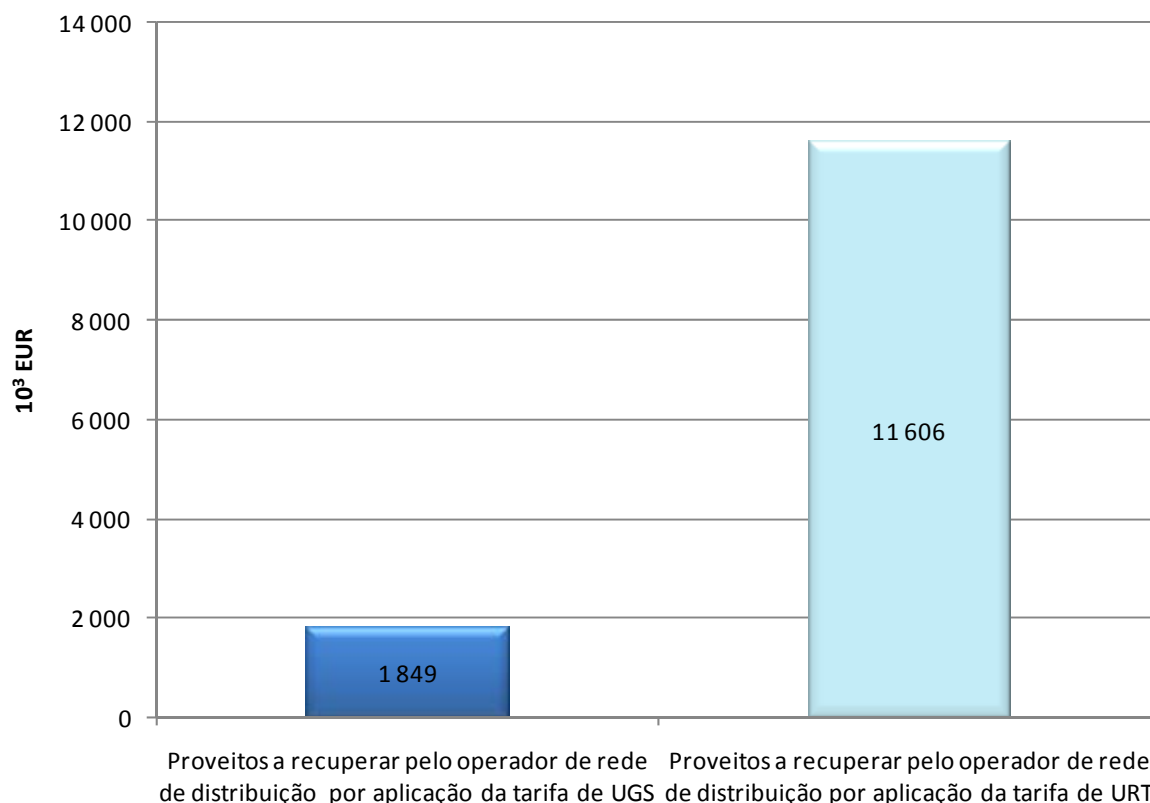
O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68.º do Regulamento Tarifário, sendo apresentado no Quadro 3-190.

Quadro 3-190 - Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{URT,t}^{ORDk}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 11 606 |
| $\Delta F_{URT,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | |
| 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 |
| $\tilde{F}_{URT,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t $\tilde{F}_{URT,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{URT,t}^{ORDk} - \Delta F_{URT,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | 11 606 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 11 606 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-123 ilustra os proveitos permitidos da Portgás Distribuição com a recuperação dos custos do operador da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-123 - Proveitos a recuperar através da aplicação das tarifas de UGS e URT

3.15.2.2.3 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.15.2.2.3.1 CUSTO DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-191 apresentamos os custos de exploração para o ano gás 2008-2009.

Quadro 3-191 - Custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural

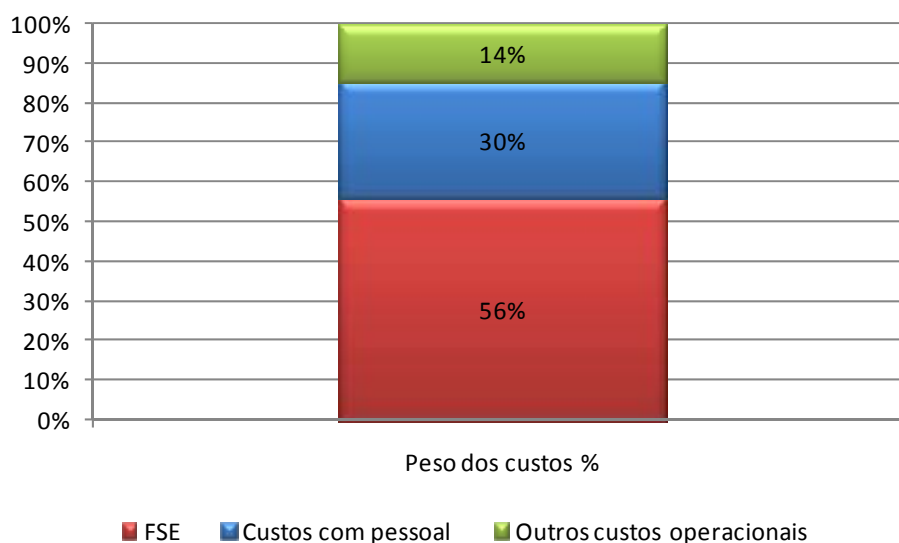
Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008-2009 | Peso dos custos % |
|----------------------------------|----------------------|----------------------|
| FSE | 6 384 | 56% |
| Custos com pessoal | 3 366 | 30% |
| Outros custos operacionais | 1 645 | 14% |
| Total custos operacionais | 11 396 | 100% |

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 (FSE) e os custos com pessoal. Os fornecimentos e serviços externos representam 56% dos custos operacionais sem amortizações e sem provisões da Portgás e os custos com pessoal 30%.

A Figura 3-124 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da actividade.

Figura 3-124 - Repartição percentual dos custos operacionais da actividade de Distribuição de gás natural



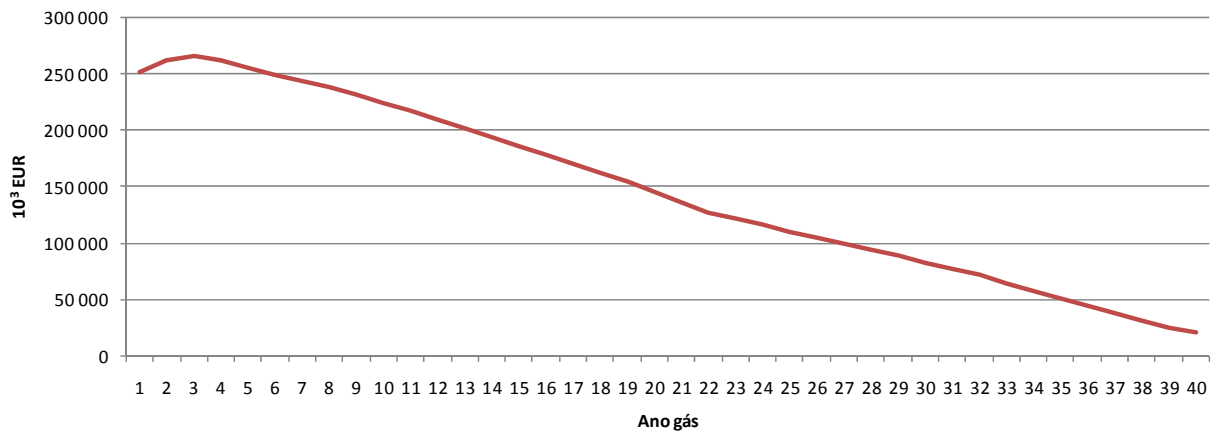
3.15.2.2.3.2 CUSTO COM CAPITAL

O valor do custo com capital, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor de activos, 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 considerados para efeito de custo com capital, a partir do momento em que são transferidos para exploração.

A informação enviada pela Portgás Distribuição evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer durante os 40 anos da concessão. De referir que a empresa apresenta participações ao investimento ao longo do período da concessão. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, para cada um dos anos da concessão.

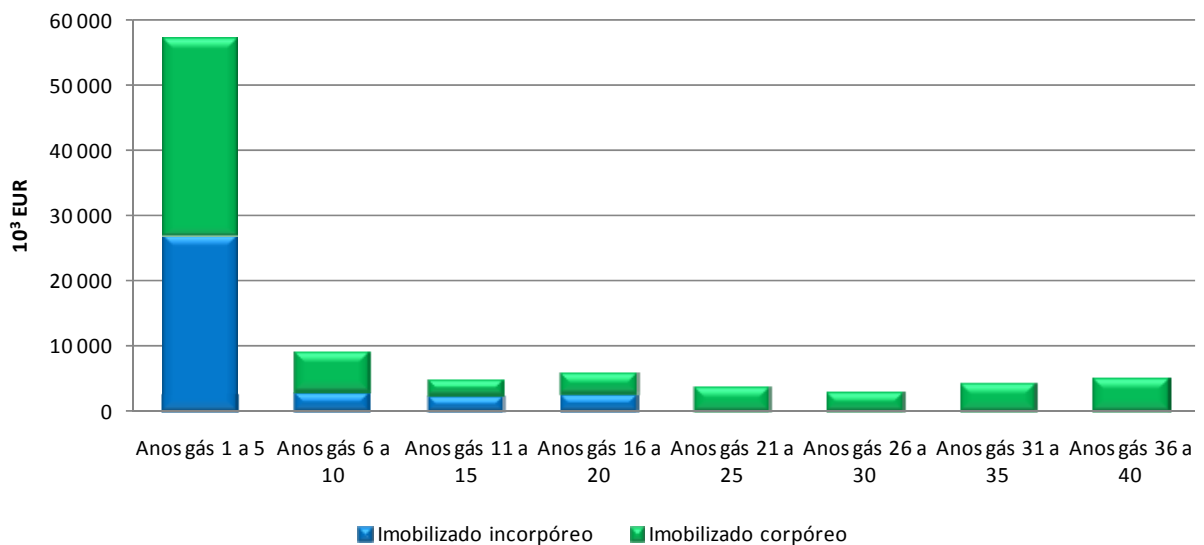
A Figura 3-125 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 40 anos de concessão.

Figura 3-125 – Imobilizado liquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da Portgás Distribuição para o período da concessão ascende a cerca de 100 milhões de euros, distribuídos ao longo do período da concessão conforme é evidenciado na Figura 3-126.

Figura 3-126 - Investimento da actividade de Distribuição de gás natural



No Quadro 3-192 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a actividade de Distribuição de gás natural aceite para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-192 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

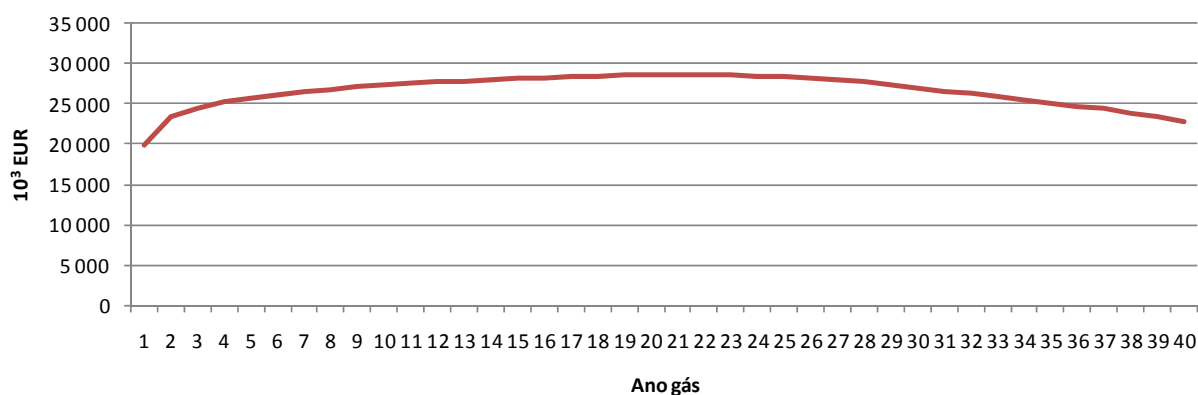
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008 - 2009 | Peso % |
|----------------|--|------------------------|------------|
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 300 976 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 82 479 | 27% |
| | Reconversão de consumos para gás natural | 81 555 | 27% |
| | Outras imobilizações incorpóreas | 924 | 0% |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 218 497 | 73% |
| | Terrenos e recursos naturais | 1 056 | 0% |
| | Edifícios e outras construções | 3 403 | 1% |
| | Equipamento básico | 208 109 | 69% |
| | Equipamento de transporte | 2 | 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 16 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 111 | 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 313 | 0% |
| 4 | Imobilizado em curso | 5 487 | 2% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 44 295 | 15% |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 251 194 | 83% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 19 797 milhares de euros correspondendo a 67% do total dos proveitos permitidos a actividade de Distribuição de gás natural.

A Figura 3-127 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural, para o período da concessão.

Figura 3-127 - Custo com capital da actividade de Distribuição de gás natural Portgás Distribuição no período da concessão



3.15.2.2.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural a recuperar pela Portgás Distribuição, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69.º do Regulamento Tarifário.

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição foram tidos em consideração os pressupostos mencionados anteriormente para os operadores da rede de Distribuição em geral. Neste sentido, procedeu-se à alteração das taxas de inflação, os contadores foram retirados da base de activos regulados, de acordo com a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, foram alteradas as quantidades de gás natural previstas ao longo do período da concessão.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a actividade de Distribuição são os apresentados no Quadro 3-193, ascendendo a 29 362 milhares de euros.

Quadro 3-193 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}C_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 19 797 |
| $\tilde{C}E_{D,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 11 396 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 1 830 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | |
| 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 |
| $\Delta R_{VED,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | |
| $\tilde{R}_{VED,t}^{ORDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | |
| | $\tilde{R}_{VED,t}^{ORDk} = \tilde{C}C_{D,t}^k + \tilde{C}E_{D,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta R_{VED,t-2}^{ORDk}$ | 29 362 |

3.15.2.2.4 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN DA PORTGÁS DISTRIBUIÇÃO

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Portgás Distribuição, foi calculado de acordo com o artigo 66º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos ascendem a 42 816 milhares de euros, sendo 1 849 milhares de euros resultantes da aplicação das tarifas de UGS, 11 606 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de URT e 29 362 milhares de euros da actividade de Distribuição. Tal é possível visualizar no Quadro 3-194.

Quadro 3-194 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Portgás Distribuição

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\sum_{k=1}^{K} \overline{P}_{UGS,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 1849 |
| $\sum_{k=1}^{K} \overline{P}_{URT,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 11 606 |
| $\sum_{k=1}^{K} \overline{P}_{RND,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 29 362 |
| $\sum_{k=1}^{K} \overline{P}_{RNTD,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t $\overline{P}_{RNTD,t}^{ORD,k} = \overline{P}_{UGS,t}^{ORD,k} + \overline{P}_{URT,t}^{ORD,k} + \overline{P}_{RND,t}^{ORD,k}$ | 42 816 |

As alterações já referidas anteriormente tiveram um impacte total nos proveitos permitidos de -406 milhares de euros, sendo -394 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores e -12 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-195.

Quadro 3-195 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Portgás Distribuição

| | Cenário Base | Alterações ERSE | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|-----------------------------------|---------------|-------------------------|-------------------------|------------------|----------------------|------------------------------------|------------|
| | | Alterações legislativas | Quantidades gás natural | Taxa de inflação | | Valor | % |
| | | Contadores | | | | | |
| Tarifa de UGS | 1849 | 0 | 0 | 0 | 1849 | 0 | 0% |
| Tarifa de URT | 11 606 | 0 | 0 | 0 | 11 606 | 0 | 0% |
| Distribuição | 29 768 | -394 | 0 | -12 | 29 362 | -406 | -1% |
| Actividade de Distribuição | 43 222 | -394 | 0 | -12 | 42 816 | -406 | -1% |

3.15.3 PORTGÁS – SERVIÇO UNIVERSAL, S.A.

3.15.3.1 ACTIVIDADE

A Portgás – Serviço Universal, S.A. (Portgás CUR) foi constituída em 27 de Junho de 2007 com a finalidade de dar cumprimento ao *unbundling* exigido no âmbito da reestruturação do mercado de gás natural. A Portgás CUR é detida a 100% pela Portgás – Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.

A empresa ainda não apresentou à ERSE o Relatório e Contas do ano de 2007 pelo que não dispomos de mais informação sobre a sua actividade.

A actividade de comercialização de gás natural é livre, ficando, contudo sujeita a atribuição de licença pela entidade administrativa competente, de acordo com o disposto no artigo 40.º do Decreto-Lei

n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro. Não temos conhecimento que, até à presente data, a licença tenha sido atribuída.

3.15.3.2 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Portgás CUR, sendo que a ERSE procedeu às seguintes alterações:

- a) Como custo unitário de aquisição de gás natural ao comercializador de último recurso grossista o valor de 2,153 cent€/kWh. Este preço inclui para além do custo do gás natural, custos com a utilização de infra-estruturas de acesso do terminal de GNL, das instalações de armazenamento subterrâneo e outros custos de funcionamento daqueles comercializadores.
- b) Taxas de inflação consideradas pela Portgás CUR, de 2,7% e de 2,9%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

3.15.3.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos função de Compra e Venda de gás natural, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 77º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, para a função de Compra e Venda de gás natural, são apresentados no Quadro 3-196.

Quadro 3-196 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|------------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 57 876 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CUR}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTR,t}^{CUR}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CUR}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{BR,t-1}^{CUR}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1 | |
| $\Delta R_{CVGN,t-2}^{CUR}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária | |
| $\Delta R_{TVCF,t-2}^{CUR}$ | Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas | |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural, previstos para o ano gás t | 57 876 |
| | $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR} = \tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CUR} + \tilde{C}_{UTR,t}^{CUR} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CUR} - \Delta R_{BR,t-1}^{CUR} - \Delta R_{CVGN,t-2}^{CUR} - \Delta R_{TVCF,t-2}^{CUR}$ | |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 57 876 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do preço médio de 2,153 cent€/kWh às quantidades de gás natural consideradas pela ERSE, a adquirir pela Portgás CUR de 2 688 164 MWh.

3.15.3.4 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso de Rede de Transporte e de Uso de Rede de Distribuição entre os respectivos operadores e o comercializador de último recurso. Os proveitos a recuperar por aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes o Comercializador do Último Recurso retalhista são posteriormente transferidos para o Operador da Rede de Transporte. Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa URD são transferidos para o Operador da Rede de Distribuição.

O Quadro 3-197 apresenta o valor apurado para os proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN calculados de acordo com o artigo 78.º do Regulamento Tarifário

Quadro 3-197 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|----------------------------|--|----------------------|
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 666 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 4 133 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 44 534 |
| $\tilde{R}_{ABTD,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ABTD,t}^{CUR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | 49 334 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 49 334 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

3.15.3.5 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.15.3.5.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-198 apresentam-se os valores dos custos de exploração afectos à função de Comercialização de gás natural para o ano gás 2008-2009.

Quadro 3-198 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008-2009 | Peso dos custos % |
|----------------------------------|----------------------|----------------------|
| FSE | 4 514 | 80% |
| Outros custos operacionais | 1 163 | 20% |
| Total custos operacionais | 5 677 | 100% |

Da análise ao quadro verifica-se que os fornecimentos e serviços externos representam 80% dos custos totais operacionais, sem amortizações.

3.15.3.5.2 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de comercialização de gás natural.

3.15.3.5.3 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente.

O valor de comercialização ascende a 257 milhares de euros.

3.15.3.5.4 MARGEM POR CLIENTE

Conforme já referido, a renegociação do anterior contrato de concessão conduziu a que ficasse estabelecido no novo contrato de concessão, que o Estado assegure à Portgás CUR, durante os 5 primeiros períodos de regulação, uma margem de 4 euros por cliente por ano, pelo número de clientes reportado no início de cada período de regulação.

Considerando 182 022 como o número de clientes estimado desde o início deste primeiro período de regulação desta actividade (1 de Julho de 2008), a aplicação da referida margem conduz a um valor próximo de 728 milhares de euros para este proveito adicional.

3.15.3.5.5 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da função comercialização de gás natural a recuperar pela Portgás CUR, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com a nova fórmula de regulação recentemente revista e constante do artigo 79.º do Regulamento Tarifário. Em anexo apresenta-se o novo articulado a integrar no Regulamento Tarifário a publicar em Diário da Republica oportunamente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-199, ascendendo a 5 195 milhares de euros.

Quadro 3-199 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{E_{C_{j,t}^{CURk}}}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 5 677 |
| $\tilde{A}_{m_{C_{j,t}^{CURk}}}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C_{j,t}^{CURk}}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 1 467 |
| $\tilde{D}_{C_{j,t}^{CURk}}$ | Margem de comercialização | 257 |
| $CL_{C_{1,0}^{CURk}}$ | Proveitos adicionais relativo ao número de clientes estabelecido na licença de comercialização | 728 |
| $\Delta R_{C_{j,t-2}^{CURk}}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{C,t}^{CURk} = \sum_j \tilde{R}_{C_{j,t}^{CURk}} = \sum_j \left(\tilde{C}_{E_{C_{j,t}^{CURk}}} + \tilde{A}_{m_{C_{j,t}^{CURk}}} - \tilde{S}_{C_{j,t}^{CURk}} + \tilde{D}_{C_{j,t}^{CURk}} + CL_{C_{1,0}^{CURk}} - \Delta R_{C_{j,t-2}^{CURk}} \right)$ | 5 195 |

3.15.3.5.6 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Portgás CUR, foi calculado de acordo com o artigo 76.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, apresentados no Quadro 3-200 ascendem a 112 405 milhares de euros, sendo 57 876 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 49 334 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 5 195 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-200 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Portgás CUR

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|------------------------------|---|-------------------|
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 57 876 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 49 334 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR,k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 5 195 |
| $\tilde{R}_{TVFC,t}^{CUR,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR,k} + \tilde{R}_{ARND,t}^{CUR,k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR,k}$ | 112 405 |

As alterações referidas anteriormente, tiveram o impacte nos proveitos permitidos de 15%, correspondendo a um acréscimo de 14 673 milhares de euros, relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo 728 milhares de euros referente aos proveitos adicionais de 4 €/cliente/ano, 13 948 milhares de euros, resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás e -3 milhares de euros, resultante da alteração das taxas de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-201.

Quadro 3-201 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Portgás CUR

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário base | Alterações legislativas | Alterações da ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|---|---------------|---------------------------------------|-----------------------------------|------------------|-------------------|------------------------------------|------------|
| | | Remuneração dos clientes (4€/cliente) | Custo de aquisição do gás natural | Taxa de inflação | | Valor | % |
| Compra e venda de gás | 43.928 | 0 | 13.948 | 0 | 57.876 | 13.948 | 32% |
| Compra e venda de acessos | 49.334 | 0 | 0 | 0 | 49.334 | 0 | 0% |
| Comercialização | 4.470 | 728 | 0 | -3 | 5.195 | 725 | 16% |
| Actividade de comercialização de gás natural | 97.732 | 728 | 13.948 | -3 | 112.405 | 14.673 | 15% |

3.16 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA SETGÁS – SOCIEDADE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS, S.A. E PELA SETGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

Dado que a regulação das actividades de distribuição e de comercialização das empresas do sector do gás natural se está a efectuar pela primeira vez e que as empresas só procederam à separação das actividades em meados de 2007, não existe historial que permita aferir da razoabilidade dos valores apresentados para cada uma das actividades.

Deste modo, a análise de evolução dos custos de exploração apresentada de seguida incide sobre a soma dos valores das duas actividades do ano gás 2008-2009, procedendo-se como se as empresas não tivessem separado as actividades, o que torna comparáveis os valores do ano gás com os de anos anteriores.

3.16.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Foi anteriormente referido que os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural seriam aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Por outro lado, também se definiu que, no actual momento, esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento, e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao desenvolvimento das suas actividades.

Neste contexto a Setgás não estando abrangida pela medida anterior, os seus custos não foram aceites na totalidade conforme previsto no ponto 3.6.5. Esta situação será ainda evidenciada pela análise da evolução dos custos de 2005, 2006, 2007 e ano gás 2008-2009.

Face ao novo enquadramento legal a separação da actividade de Distribuição e de Comercialização ocorreu em 1 de Janeiro de 2008, pelo que a análise dos custos previstos para o ano gás 2008-2009 foi elaborada tendo em conta a evolução conjunta das duas actividades.

A análise apresentada de seguida, é efectuada aos custos operacionais deduzidos dos custos de aquisição de gás natural, de amortizações e de provisões e ainda dos trabalhos para a própria empresa.

Quadro 3-202 - Evolução dos custos de exploração

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Setgás | | | | | | | |
|---|--------------|--------------|----------------------------|--------------|----------------------------|----------------------|-------------------------------|---|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Variação 2007/ano gás t | Variação 2007/ano gás t anualizada |
| FSE | 4 115 | 3 930 | -4% | 5 073 | 29% | 7 025 | 38% | 24% |
| Transferência de custos entre empresas | | | | | | -183 | | |
| Custos com pessoal | 2 375 | 2 473 | 4% | 2 709 | 10% | 2 437 | -10% | -7% |
| Impostos | 88 | 85 | -3% | 96 | 13% | 177 | 84% | 50% |
| Outros custos operacionais | 341 | 344 | 1% | 328 | -5% | 542 | 65% | 40% |
| Custos Operacionais sem custos de aquisição de GN sem amortizações e provisões | 6 919 | 6 832 | -1% | 8 207 | 20% | 9 998 | 22% | 14% |

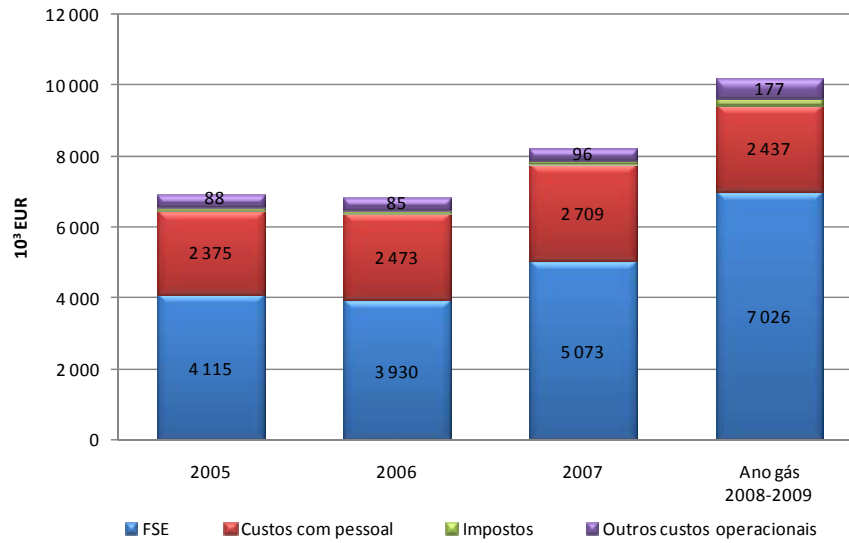
Fonte: Galp Energia

O total de custos de exploração aumenta 22% de 2007 para o ano gás 2008-2009, e embora os impostos sejam a rubrica que mais aumenta em termos percentuais (84%), os fornecimentos e serviços externos (FSE) face ao seu peso no total dos custos é a rubrica que revela o acréscimo mais significativo (38%), sendo a GDP Serviços a maior responsável por esse aumento, como se analisará no Quadro 3-205.

Os custos com pessoal ao contrário de 2007, decrescem cerca de 10% no ano gás 2008-2009, o que está em sintonia com a política de subcontratação de serviços à empresa GDP serviços. No entanto, como não dispomos de informação suficiente sobre os trabalhadores que passaram para esta empresa, bem como das condições monetárias desta mudança de actuação, não temos possibilidade de avaliar correctamente o decréscimo referido.

A Figura 3-128 apresenta a estrutura de custos operacionais desde 2005, sendo de concluir que o maior responsável pelo grande aumento dos custos no ano gás 2008-2009 é a rubrica de FSE.

Figura 3-128 - Estrutura dos custos de exploração



De seguida, apresentam-se os custos por cliente para o período em análise.

Quadro 3-203 - Custos de exploração unitários

| | 2005 | 2006 | 2007 | Ano gás 2008-2009 |
|--|---------|-------------|------------|-------------------|
| Total Custos de Exploração | 6 919 | 6 832 | 8 207 | 9 998 |
| Varição do custo de exploração global (%) | | -1% | 20% | 22% |
| Número de clientes | 107 854 | 118 399 | 126 227 | 139 526 |
| Custo unitário | 64 | 58 | 65 | 72 |
| Varição do custo unitário (%) | | -10% | 13% | 10% |

Fonte: Galp Energia

Se se analisarem os custos unitários por cliente, verifica-se que crescem cerca de 13% de 2006 para 2007 e 10% de 2007 para o ano gás 2008-2009. Esta situação comparada com o crescimento dos custos totais, revela que a Setgás não tem apresentado uma preocupação de eficiência de custos.

Quadro 3-204 - Estrutura dos custos de exploração

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Setgás | | | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------------|--------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| | 2005 | 2006 | Peso dos custos 06 | 2007 | Peso dos custos 07 | Ano gás 2008-2009 | Peso custos 08/09 |
| FSE | 4 115 | 3 930 | 58% | 5 073 | 62% | 7 025 | 70% |
| Transferência de custos entre empresas | | | | | | -183 | -2% |
| Custos com pessoal | 2 375 | 2 473 | 36% | 2 709 | 33% | 2 437 | 24% |
| Impostos | 88 | 85 | 1% | 96 | 1% | 177 | 2% |
| Outros custos operacionais | 341 | 344 | 5% | 328 | 4% | 542 | 5% |
| Custos Operacionais sem custos de aquisição de GN sem amortizações e provisões | 6 919 | 6 832 | 100% | 8 207 | 100% | 9 998 | 100% |

Fonte: Galp Energia

Pela análise do Quadro 3-205, verifica-se que os FSE são a rubrica com maior peso, logo seguida dos custos com pessoal.

Face à estrutura dos custos de exploração, parece relevante analisar com maior detalhe a rubrica de FSE, tendo em conta os serviços prestados por empresas do grupo e por fornecedores externos. Para esta análise foi considerado que todos os serviços GDP e Serviços Galp Gás Natural são serviços internos e que só os Outros FSE são prestados externamente à empresa.

Quadro 3-205 - Detalhe dos FSE

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Setgás | | | | | | | |
|--|--------------|--------------|----------------------|--------------|----------------------|-------------------|-------------------------|------------------------------------|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Variação 2007/ano gás t | Variação 2007/ano gás t anualizada |
| Total FSE | 4 115 | 3 930 | -4% | 5 073 | 29% | 7 026 | 38% | 24% |
| <i>GDP Serviços (1)</i> | 0 | 0 | | 0 | | 3 435 | | |
| <i>Serviços Galp Energia (2)</i> | 359 | 387 | 8% | 387 | 0% | 230 | -41% | -29% |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | 0 | | 541 | | 561 | 4% | 2% |
| <i>Serviços GDPD</i> | 512 | 586 | 14% | 144 | -75% | 0 | -100% | -100% |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | 0 | 0 | | 436 | | 0 | -100% | -100% |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | 0 | 0 | | 141 | | 0 | -100% | -100% |
| <i>Outros FSE</i> | 3 243 | 2 957 | -9% | 3 423 | 16% | 2 800 | -18% | -13% |
| Peso Serviços GDP no total FSE | 21% | 25% | | 33% | | 60% | | |
| Peso GDP Serviços no total FSE | | | | | | 49% | | |
| Peso GDP Serviços no total de custos operacionais | | | | | | 34% | | |

(1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo

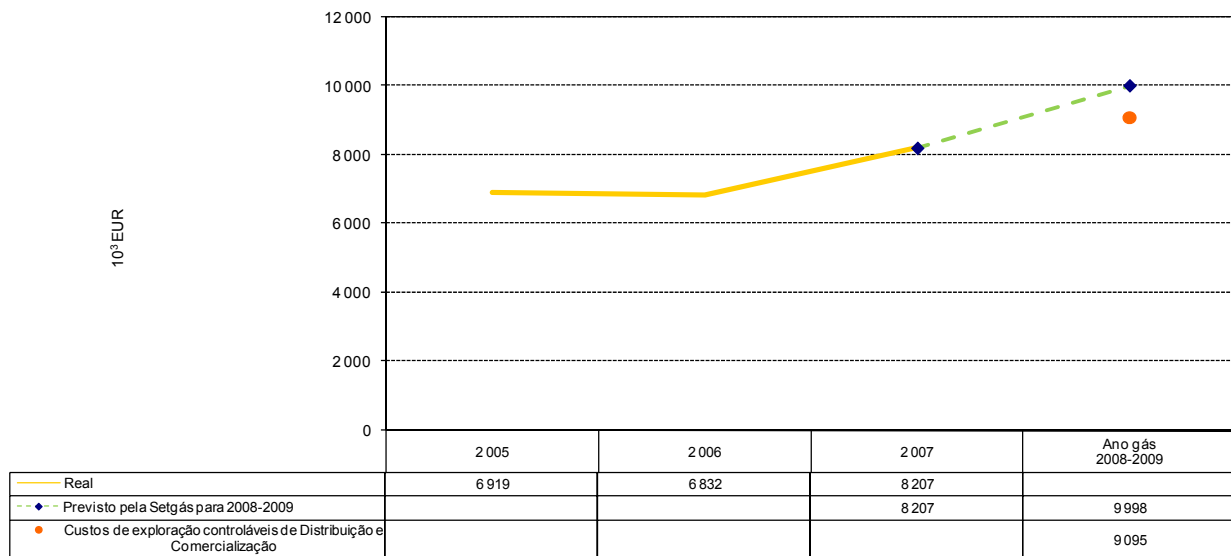
(2) Inclui Contabilidade e Tesouraria, RH, Compras, Incentivos Financeiros, Gestão de riscos e plano de saúde, Serviços Jurídicos, Gestão de instalações e Security, SI

Fonte: Galp Energia

Do Quadro 3-205, verifica-se que no ano gás 2008-2009 os serviços dentro do grupo representam 60% no total de FSE. Além disso, a GDPD e os serviços GALP Gás Natural, que até essa data tinham valor, embora cada vez mais reduzido, deixam de existir no ano gás 2008-2009. Esta situação é explicada pela passagem de serviços para a GDP Serviços, para os quais a GALP Energia não apresenta uma justificação detalhada, embora o seu peso no total dos custos seja de 34%.

Como já explicado no ponto 3.16.1, os custos enviados pela Setgás tanto para a actividade de Distribuição de gás natural como para a actividade de Comercialização de gás natural não foram considerados na totalidade para cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009. Desta forma, na Figura 3-129 é possível verificar a diferença entre os custos enviados pela empresa e os custos considerados pela ERSE.

Figura 3-129 - Evolução dos custos de exploração



O valor dos custos de exploração aceite pela ERSE para a Setgás e Setgás Comercialização, respectivamente actividade de Distribuição de Gás Natural e actividade de Comercialização de Gás Natural, foi determinado de acordo com a metodologia descrita no ponto 3.6.5, tendo a afectação do valor final para cada uma das actividades sido afectada em função do peso inicial dos custos de exploração de cada uma.

Como se pode verificar na Figura 3-129, os custos de exploração previstos pela Setgás para as duas actividades para o ano gás 2008-2009 ascendem a 9 998 milhares de euros, enquanto que os considerados nos proveitos permitidos situam-se nos 9 095 milhares de euros. Desta forma, verifica-se uma diferença de custos na ordem dos 9%.

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

A Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A. foi constituída em 26 de Janeiro de 1990, tendo por objecto a distribuição de gás natural, bem como a distribuição de outros gases combustíveis canalizados e ainda outras actividades relacionadas com o objecto principal, designadamente a produção e comercialização de aparelhos de queima, nos termos em que tal lhe for legalmente permitido. A estrutura accionista da empresa é a seguinte:

- GDP, S.G.P.S. com 33, 05%
- Enagás com 33, 05%
- ENI, S.p.A. com 21,87%
- Petrogal, S.A. com 11,96%
- Câmara Municipal de Setúbal com 0,07%

A partir de Julho de 1997, a Empresa iniciou a distribuição e comercialização do gás natural na área da concessão, que abrange 10 concelhos da Península de Setúbal e apresenta dois grandes pólos de consumo: Almada e Setúbal.

A actividade da Empresa está regulamentada por contrato de concessão na rede de distribuição regional de gás natural do Sul, outorgado em 16 de Dezembro de 1993, por um período de 35 anos a partir daquela data, renovável no caso do interesse público o justificar.

Este Contrato esteve em vigor no decurso do ano de 2007, ano de transição. Em 11 de Abril de 2008 foram assinados os contratos de concessão renegociados com as empresas distribuidoras ao abrigo do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, que define que o prazo fixado no contrato de concessão será de 40 anos a partir de 1 de Janeiro de 2008.

No âmbito do novo quadro legal do sector do gás natural aprovado pelo Decreto-Lei n.º 30/2006 de 15 de Fevereiro e desenvolvido pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, a Empresa sofreu uma alteração ao modelo de negócio, passando a efectuar apenas distribuição. O cumprimento deste novo enquadramento legal deu origem à criação da Setgás Comercialização S.A.

Deste modo, a Empresa celebrou, em 26 de Julho de 2007, um Contrato de direito de acesso aos seus gasodutos de média pressão com a empresa Transgás, S.A. para esta garantir o abastecimento dos clientes, conforme n.º 6 por contrapartida da tarifa acordada na Clausula Oitava (Nota 16).

De forma a concretizar a separação das actividades de distribuição e comercialização de gás natural prevista no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, em 26 de Julho de 2007 foi assinado um contrato entre a empresa, e a Galp Gás Natural, S.A., relativo à transmissão dos activos regulados.

3.16.2.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pela Setgás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Por imposições legislativas (Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro), conforme referido anteriormente, foram retirados da base de activos regulados os contadores bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações);
- b) Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos CUR e das empresas de rede (Distribuidoras e REN), assumiram-se como válidas as previsões dos CURr e CURg. Por outro lado, definiu-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiram-se estas quantidades preservando a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007 no que respeita ao crescimento natural dos consumos. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas três maiores distribuidoras, não afectando, portanto, a Setgás.

Assim para os distribuidores regionais, as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos CURr, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo CURG e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007. No caso da Setgás, foram alteradas as quantidades de gás natural propostas pela empresa, para o ano gás 2008-2009, de $169\,075\,10^3\text{ m}^3$ para $164\,114\,10^3\text{ m}^3$ aplicando-se a mesma proporção para os 40 anos da concessão;

- c) Harmonização das taxas de inflação para o ano gás 2008-2009: em vez das taxas de inflação, consideradas pela Setgás, de 2,3% e de 2,2%, para 2008 e 2009, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente.

3.16.2.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), são apresentados no Quadro 3-206.

Quadro 3-206 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{VGS,t}^{ORDk}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 475 |
| $\Delta_{VGS,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | 0 |
| 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 |
| $\tilde{P}_{VGS,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 475 |
| | $\tilde{P}_{VGS,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{VGS,t}^{ORDk} - \Delta_{VGS,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 475 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.16.2.3 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), são apresentados no Quadro 3-207.

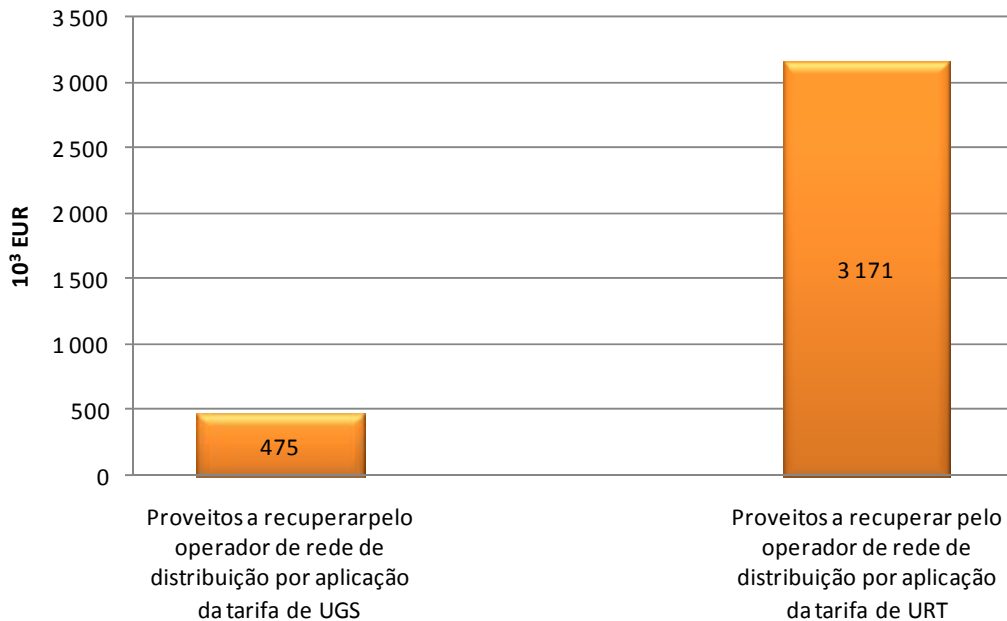
Quadro 3-207 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{URT,t}^{ORDk}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 3 171 |
| $\Delta_{URT,t-2}^{ORDk}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | 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 |
| $\tilde{P}_{URT,t}^{ORDk}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 3 171 |
| | $\tilde{P}_{URT,t}^{ORDk} = \tilde{C}_{URT,t}^{ORDk} - \Delta_{URT,t-2}^{ORDk} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 3 171 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-130 ilustra os proveitos permitidos da Setgás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-130 - Proveitos permitidos



3.16.2.4 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

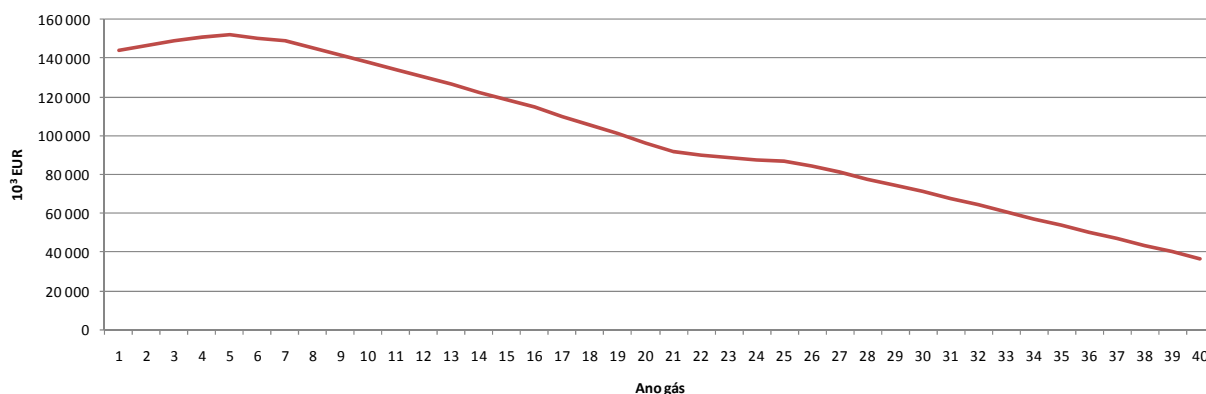
3.16.2.4.1 CUSTO COM CAPITAL

O valor do custo com capital, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor de activos imobilizados não financeiros em exploração, deduzido de amortizações e de participações ao investimento. Os imobilizados em curso não são considerados para efeitos de cálculo de custo com capital, sendo os novos investimentos remunerados a partir do momento em que são transferidos para exploração. Além disso, tal como já referido anteriormente, o valor dos contadores também não é considerado para efeitos de activo a remunerar.

A informação enviada pela Setgás evidenciou os valores dos imobilizados líquidos e os custos dos novos investimentos a ocorrer durante os 40 anos da concessão. Para além das participações já recebidas, a Setgás justificou não enviar subsídios futuros dada a incerteza quanto à aprovação nos quadros comunitários actuais. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, para cada um dos anos.

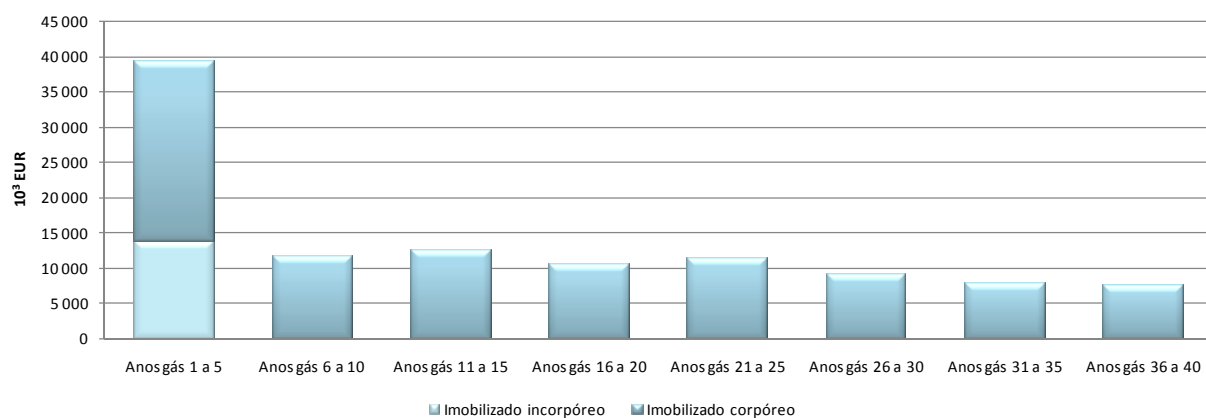
A Figura 3-131 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 40 anos da concessão.

Figura 3-131 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da Setgás para o período da concessão ascende a cerca de 110,2 milhões de euros, distribuídos ao longo do período da concessão conforme é evidenciado na Figura 3-132.

Figura 3-132 - Evolução do investimento



No Quadro 3-208 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a actividade de Distribuição de Gás Natural, aceite para tarifas do ano gás 2008-2009.

**Quadro 3-208 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de
Distribuição de gás natural**

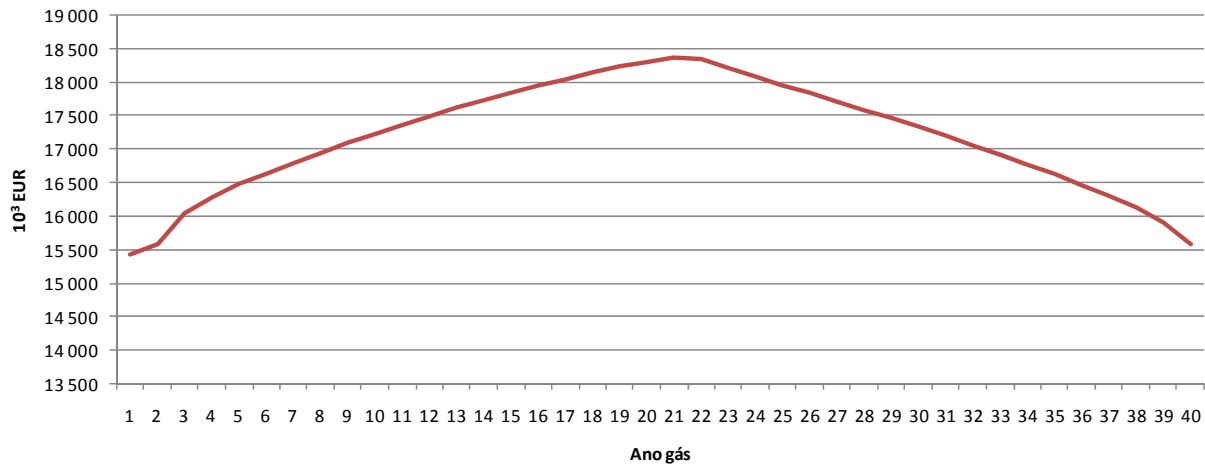
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 | Peso % |
|----------------|--|------------------------------|---------------|
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 193 882 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 90 928 | 47% |
| | Despesas de instalação | 3 021 | |
| | Reconversão de consumos para gás natural | 85 853 | |
| | Outro imobilizado incorpóreo | 506 | |
| | Imobilizado em curso | 1 549 | |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 102 954 | 53% |
| | Terrenos e recursos naturais | 154 | 0% |
| | Edifícios e outras construções | 2 231 | 1% |
| | Equipamento básico | 97 306 | 50% |
| | Equipamento de transporte | 74 | 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 451 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 147 | 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 0 | 0% |
| 4 | Imobilizado em curso | 2 591 | 1% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 45 960 | |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 143 783 | 74% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 15 438 milhares de euros correspondendo a 73% do total dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

A Figura 3-133 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural, para o período da concessão.

Figura 3-133 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural



3.16.2.4.2 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69º do Regulamento Tarifário.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a actividade de Distribuição são os apresentados no Quadro 3-209, ascendendo a 21 237 milhares de euros.

Quadro 3-209 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|--|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 15 438 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 6 350 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 550 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | 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 |
| $\Delta_{FVEZ,t-2}^{ORZDk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0 |
| $\tilde{P}_{FVEZ,t}^{ORZDk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 21 237 |
| $\tilde{P}_{FVEZ,t}^{ORZDk} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{C}_{D,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta_{FVEZ,t-2}^{ORZDk}$ | | |

3.16.2.5 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN DA SETGÁS

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Setgás, foi calculado de acordo com o artigo 66º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos permitidos que se apresentam no Quadro 3-210 ascendem a 24 883 milhares de euros, sendo 475 milhares de euros resultantes da aplicação da tarifa de UGS, 3 171 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de URT e 21 237 milhares de euros da actividade de Distribuição.

Quadro 3-210 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Setgás

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 475 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{ORD_k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 3 171 |
| $\tilde{R}_{DISTR,t}^{ORD_k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 21 237 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{ORD_k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 24 883 |
| | $\tilde{R}_{ARND,t}^{ORD_k} = \tilde{R}_{UGS,k,t}^{ORD_k} + \tilde{R}_{URT,t}^{ORD_k} + \tilde{R}_{URD,t}^{ORD_k}$ | |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de -2,9% relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo -156 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores, -646 milhares de euros relativos aos custos de exploração não aceites pela ERSE e 50 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-211.

Quadro 3-211 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Setgás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | |
|---|--|-------------------------|----------------------|------------------|-------------------|------------------------------------|-------------|--------------|
| | | Contadores | Custos de exploração | Taxa de inflação | | Valor | % | |
| $\tilde{R}_{\text{USO}}^{\text{ORD}} - \tilde{R}_{\text{USO}}^{\text{URD},t}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 475 | 0 | 0 | 0 | 475 | 0 | 0,0% |
| $\tilde{R}_{\text{URD}}^{\text{ORD}} - \tilde{R}_{\text{URD}}^{\text{URD},t}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 3 171 | 0 | 0 | 0 | 3 171 | 0 | 0,0% |
| $\tilde{R}_{\text{URD}}^{\text{ORD}} - \tilde{R}_{\text{URD}}^{\text{URD},t}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 21 989 | -156 | -646 | 50 | 21 237 | -752 | -3,4% |
| $\tilde{R}_{\text{URD}}^{\text{ORD}} - \tilde{R}_{\text{URD}}^{\text{URD},t}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 25 635 | -156 | -646 | 50 | 24 883 | -752 | -2,9% |

3.16.3 SETGÁS COMERCIALIZAÇÃO, S.A.

A Setgás - Comercialização, S.A. foi constituída em 25 de Julho de 2007, tendo por objecto a compra e venda de gás natural, em regime de comercialização de último recurso retalhista, bem como o exercício das actividades e a prestação de serviços directa ou indirectamente relacionados.

Esta empresa é detida a 100% pela Setgás – Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A..

3.16.3.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Setgás CUR, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- Custo unitário de aquisição de gás natural no valor de 2,153 cent€/kWh;
- Taxas de inflação consideradas pela Beiragás, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

Os custos de exploração da Setgás CUR, tal como já referido, não foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas.

3.16.3.2 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos função de Compra e Venda de gás natural, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, para a função de Compra e Venda de gás natural, são apresentados no Quadro 3-212.

Quadro 3-212 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|--------------------------------|--|----------------------|
| $\tilde{C}_{GN,CUR2,t}^{CURk}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 15 384 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURk}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRAK,t}^{CURk}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CURk}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{BK,t-1}^{CURk}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k | 0 |
| $\Delta R_{CVGN,t-2}^{CURk}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | 0 |
| $\Delta R_{FVCF,t-2}^{CURk}$ | Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k resultante da convergência para tarifas aditivas | 0 |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso k, previstos para o ano gás t | 15 384 |
| | $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURk} = \tilde{C}_{GN,CUR2,t}^{CURk} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURk} + \tilde{C}_{UTRAK,t}^{CURk} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CURk} - \Delta R_{BK,t-1}^{CURk} - \Delta R_{CVGN,t-2}^{CURk} - \Delta R_{FVCF,t-2}^{CURk}$ | |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 15 384 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do custo unitário de aquisição ao comercializador de último recurso grossista no valor de 2,153 cent€/kWh às quantidades previstas adquirir pela Setgás CUR no ano 2008-2009 no montante de 714 555 MWh.

3.16.3.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição entre os respectivos operadores e o comercializador de último recurso. Os proveitos a recuperar por aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes do Comercializador de Último Recurso retalhista são posteriormente transferidos para o Operador da Rede de Transporte. Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa URD são transferidos para os Operadores da Rede de Distribuição.

O valor total dos proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 78.º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-213.

Quadro 3-213 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

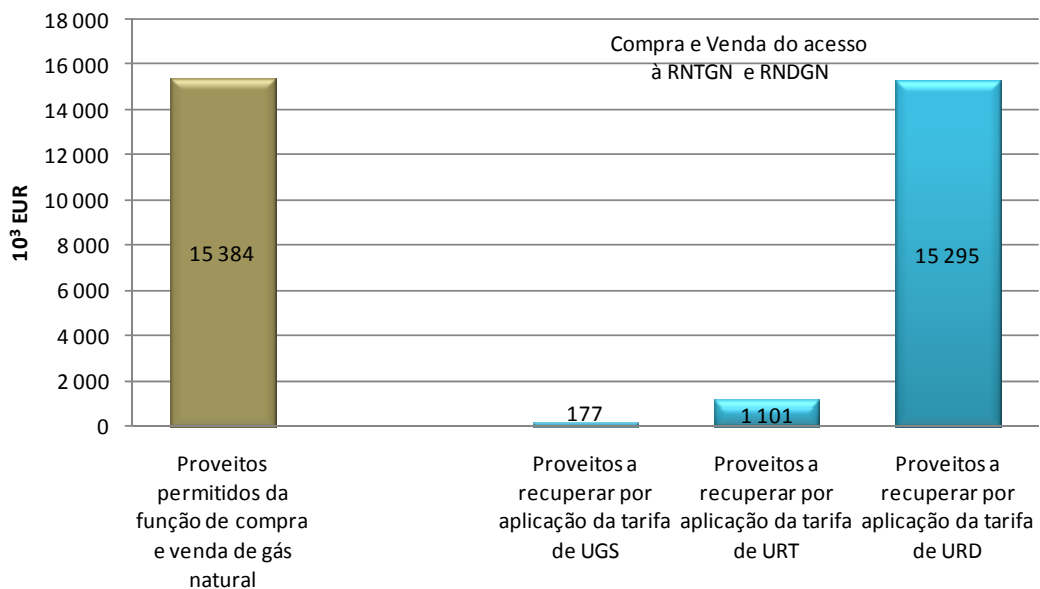
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|----------------------------|--|-------------------|
| $\tilde{R}_{VGS,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 177 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 1 101 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 15 295 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR} = \tilde{R}_{VGS,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CUR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CUR}$ | 16 573 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 16 573 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

A Figura 3-134 ilustra os proveitos permitidos da Setgás CUR com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-134 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN



3.16.3.4 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.16.3.4.1 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de comercialização de gás natural.

3.16.3.4.2 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente.

O valor da margem de comercialização ascende a 81 milhares de euros.

3.16.3.4.3 MARGEM POR CLIENTE

Conforme já referido, a renegociação do anterior contrato de concessão conduziu a que ficasse estabelecido no novo contrato de concessão, que o Estado assegure à Setgás Comercialização, durante os 5 primeiros períodos de regulação, uma margem de 4 euros por cliente por ano, pelo número de clientes reportado no início de cada período de regulação.

Considerando 131 496 como o número de clientes estimado desde o início deste primeiro período de regulação desta actividade (1 de Julho de 2008), a aplicação da referida margem conduz a um valor próximo de 526 milhares de euros para este proveito adicional.

3.16.3.4.4 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da função comercialização de gás natural a recuperar pela Setgás CUR, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com a nova fórmula de regulação recentemente revista e constante do artigo 79.º do Regulamento Tarifário. Em anexo apresenta-se o novo articulado a integrar no Regulamento Tarifário a publicar em Diário da Republica oportunamente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-214, ascendendo a 3 536 milhares de euros.

Quadro 3-214 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-------------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{C_j,t}^{CURk}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 2 929 |
| $\tilde{A}_{C_j,t}^{CURk}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C_j,t}^{CURk}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{C_j,t}^{CURk}$ | Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t | 81 |
| $CLI_{C_{1,0}}^{CURk}$ | Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j , reportado ao início de cada período de regulação | 526 |
| $\Delta F_{C_{j,t-2}}^{CURk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | 0 |
| $\tilde{F}_{C,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t | 3 536 |
| | $\tilde{F}_{C,t}^{CURk} = \sum_j \tilde{F}_{C_{j,t}}^{CURk} = \sum_j \left(\tilde{C}_{C_{j,t}}^{CURk} + \tilde{A}_{C_{j,t}}^{CURk} - \tilde{S}_{C_{j,t}}^{CURk} + \tilde{D}_{C_{j,t}}^{CURk} + CLI_{C_{1,0}}^{CURk} - \Delta F_{C_{j,t-2}}^{CURk} \right)$ | |

3.16.3.4.5 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Setgás CUR, foi calculado de acordo com o artigo 76º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Gás Natural que se apresentam no Quadro 3-215 ascendem a 35 493 milhares de euros, sendo 15 384 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 16 573 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 3 536 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-215 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Setgás CUR

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{F}_{CVGN,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 15 384 |
| $\tilde{F}_{ARNTD,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 16 573 |
| $\tilde{F}_{C,t}^{CURk}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 3 536 |
| $\tilde{F}_{TVPFC,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t | 35 493 |
| | $\tilde{F}_{TVPFC,t}^{CURk} = \tilde{F}_{CVGN,t}^{CURk} + \tilde{F}_{ARNTD,t}^{CURk} + \tilde{F}_{C,t}^{CURk}$ | |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram o impacte nos proveitos permitidos de 0,8%, correspondendo a um acréscimo de 274 milhares de euros, relativamente ao cenário base, sendo 526 milhares de euros, resultantes dos novos contratos de concessão que permitem uma remuneração de 4€ por cliente, 32 milhares de euros resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás natural, -299 milhares de euros resultantes da diferença entre os custos enviados pela empresa e os custos aceites

pela ERSE e 14 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-216.

Quadro 3-216 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Setgás CUR

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações ERSE | | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | |
|-------------------------------|--|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|-------------------|------------------------------------|-------|------|
| | | | Remuneração dos clientes (€/cliente) | Custo de aquisição do gás natural | Custos de exploração | | Taxa inflação | Valor | % |
| $\overline{P}_{CUR,t}^{2008}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 15 352 | 0 | 32 | 0 | 0 | 15 384 | 32 | 0,2% |
| $\overline{P}_{CUR,t}^{2008}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 16 573 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 573 | 0 | 0,0% |
| $\overline{P}_{CUR,t}^{2008}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 3 294 | 526 | 0 | -299 | 14 | 3 536 | 241 | 7,3% |
| $\overline{P}_{CUR,t}^{2008}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t | 35 219 | 526 | 32 | -299 | 14 | 35 493 | 274 | 0,8% |

3.17 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA TAGUSGÁS – EMPRESA DE GÁS DO VALE DO TEJO, S.A.

3.17.1 ACTIVIDADE

A Tagusgás foi constituída a 6 de Fevereiro de 1997, com sede no Entroncamento. O objectivo principal da empresa consiste na produção e distribuição de gás natural e outros gases combustíveis canalizados, na região do Vale do Tejo. Este serviço público foi concessionado pelo Estado Português por concurso público, em 1998, por um período de 35 anos. A estrutura accionista da empresa, com base no relatório e contas de 2006, é a seguinte:

- GDP, S.G.P.S. com 41,27%
- Gasriba com 31,87%
- Construtora do Lena, S.A. com 21,53%
- Faiart, Lda com 4,55%
- Outros com 0,78%

A área de concessão abrange cerca de 6% da população de Portugal e envolve 39 concelhos dos distritos de Santarém, Portalegre e Leiria.

De realçar que em 11 de Abril de 2008 foi assinado entre o Estado português e a Tagusgás o contrato de concessão que resultou da renegociação do anterior. Naquele contrato, estão previstas algumas

alterações, entre as quais, a contagem do período de concessão, sendo agora de 40 anos a partir de 1 de Janeiro de 2008.

3.17.2 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Foi anteriormente referido que os custos controláveis das empresas que exercem as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural seriam aceites com base na análise da evolução dos custos por cliente prevista para o ano gás 2008-2009, face ao ocorrido em 2007. Por outro lado, também se definiu que, no actual momento, esta regra apenas se aplicaria às empresas mais maduras, salvaguardando as empresas mais jovens, ainda em fase de crescimento, e, deste modo, garantindo-lhes que não sejam criados entraves ao desenvolvimento das suas actividades.

Neste contexto esta empresa está também abrangida pela medida anterior, ou seja, os seus custos foram aceites na totalidade. Este facto não impede que se proceda a uma análise da evolução dos custos no quadro das suas previsões para o ano gás 2008-2009.

Face ao novo enquadramento legal a separação da actividade de Distribuição e de Comercialização ocorreu em 1 de Janeiro de 2008, pelo que a análise dos custos previstos para o ano gás 2008-2009 foi elaborada tendo em conta a evolução conjunta das duas actividades.

A análise apresentada de seguida, é efectuada aos custos operacionais deduzidos dos custos de aquisição de gás natural, de amortizações e de provisões e ainda dos trabalhos para a própria empresa. De referir que, de acordo com a informação enviada pela Galp Energia, em 2007 os trabalhos para a própria empresa não são apresentados por natureza.

Quadro 3-217 - Evolução dos custos de exploração

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Tagusgás | | | | | | | |
|---|--------------|--------------|----------------------------|--------------|----------------------------|----------------------|-------------------------------|---|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Variação 2007/ano gás t | Variação 2007/ano gás t anualizada |
| FSE | 1 979 | 1 701 | -14% | 2 236 | 31% | 2 624 | 17% | 11% |
| Transferência de custos entre empresas | | | | | | -4 | | |
| Custos com pessoal | 318 | 338 | 6% | 946 | 180% | 838 | -11% | -8% |
| Impostos | 54 | 21 | -61% | 50 | 140% | 107 | 112% | 65% |
| Outros custos operacionais | 58 | 58 | 0% | 58 | 0% | 40 | -32% | -22% |
| Trabalhos para a própria empresa | | | | -254 | | | | |
| Custos Operacionais sem custos de aquisição de GN sem amortizações e provisões | 2 409 | 2 118 | -12% | 3 035 | 43% | 3 604 | 19% | 12% |

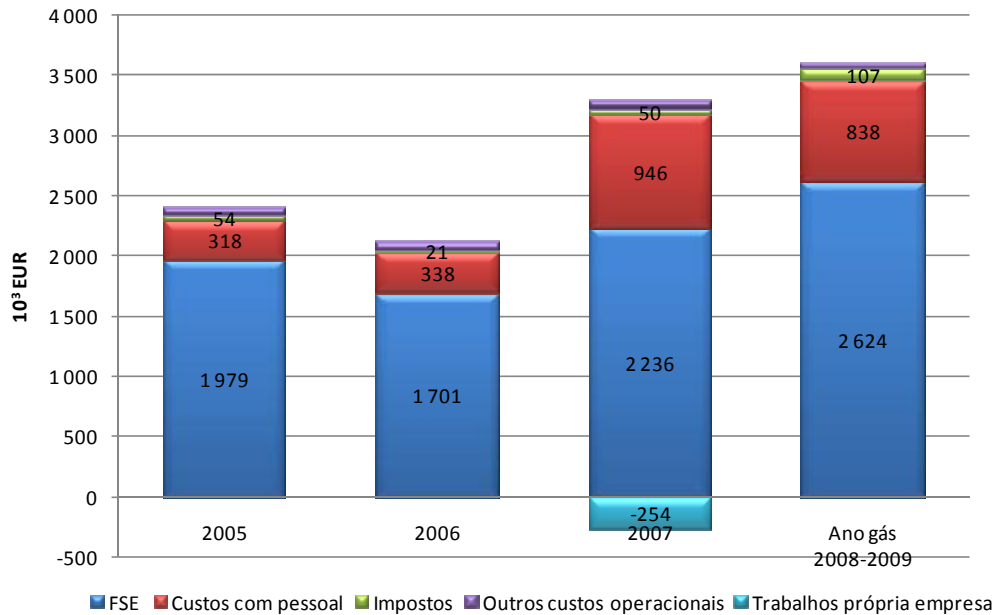
(1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo

(2) Inclui Contabilidade e Tesouraria, RH, Compras, Incentivos Financeiros, Gestão de riscos e plano de saúde, Serviços Jurídicos, Gestão de instalações e Security, SI

Fonte: Galp Energia

A Tagusgás apresenta para o ano gás 2008-2009 um crescimento total de custos de exploração de 19%, sendo de salientar os impostos com crescimento de 112%, embora sem valor significativo. No entanto, a atenção recai mais uma vez, nos fornecimentos e serviços externos (FSE) com um aumento de 17%, justificado pelo aparecimento da GDP Serviços (ver análise no Quadro 3-220)

Figura 3-135 - Estrutura dos custos de exploração



Quando comparado o período em análise, verifica-se que o maior aumento ocorre de 2006 para 2007, cerca de 43%, face aos 19% previstos para o ano gás 2008-2009, o que parece demonstrar tendência para uma redução de custos.

Esta situação é ainda mais notória quando analisados os custos operacionais unitários que em 2006 apresentam um decréscimo acentuado – 56%, onde se registou um grande aumento do número de clientes. O Quadro 3-218 é ilustrativo dessa situação.

Quadro 3-218 - Custos de exploração unitários

| | 2005 | 2006 | 2007 | Ano gás 2008-2009 |
|--|-------|--------|--------|-------------------|
| Total Custos de Exploração | 2 409 | 2 118 | 3 035 | 3 604 |
| Varição do custo de exploração global (%) | | -12% | 43% | 19% |
| Número de clientes | 8 883 | 17 578 | 22 130 | 25 673 |
| Custo unitário | 271 | 120 | 137 | 140 |
| Varição do custo unitário (%) | | -56% | 14% | 2% |

Nos períodos seguintes a evolução dos custos unitários tem sido moderada, sendo de salientar o ano gás 2008-2009, onde o aumento foi de apenas 2% face a 2007 (em número absoluto o número de clientes aumenta 16%).

Quadro 3-219 - Estrutura dos custos de exploração

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Tagusgás | | | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------------|--------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| | 2005 | 2006 | Peso dos custos 06 | 2007 | Peso dos custos 07 | Ano gás 2008-2009 | Peso custos 08/09 |
| FSE | 1 979 | 1 701 | 80% | 2 236 | 74% | 2 624 | 73% |
| Transferência de custos entre empresas | | | | | | -4 | 0% |
| Custos com pessoal | 318 | 338 | 16% | 946 | 31% | 838 | 23% |
| Impostos | 54 | 21 | 1% | 50 | 2% | 107 | 3% |
| Outros custos operacionais | 58 | 58 | 3% | 58 | 2% | 40 | 1% |
| Trabalhos para a própria empresa | | | | -254 | -8% | | |
| Custos Operacionais sem custos de aquisição de GN sem amortizações e provisões | 2 409 | 2 118 | 100% | 3 035 | 100% | 3 604 | 100% |

(1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo

(2) Inclui Contabilidade e Tesouraria, RH, Compras, Incentivos Financeiros, Gestão de riscos e plano de saúde, Serviços Jurídicos, Gestão de instalações e Security, SI

Como se verifica no Quadro 3-219, os FSE são a rubrica que maior peso têm na estrutura de custos.

Face à estrutura dos custos de exploração, parece relevante analisar com maior detalhe a rubrica de FSE, tendo em conta os serviços prestados por empresas do grupo e por fornecedores externos. Para esta análise foi considerado que todos os serviços GDP e Serviços Galp Gás Natural são serviços internos e que só os Outros FSE são prestados externamente à empresa.

Quadro 3-220 - Detalhe dos FSE

Unid: 10³ EUR

| Rubrica | Tagusgás | | | | | | | |
|--|--------------|--------------|----------------------|--------------|----------------------|-------------------|-------------------------|------------------------------------|
| | 2005 | 2006 | Variação 2006/2005 % | 2007 | Variação 2007/2006 % | Ano gás 2008-2009 | Variação 2007/ano gás t | Variação 2007/ano gás t anualizada |
| Total FSE | 1 979 | 1 701 | -14% | 2 236 | 31% | 2 624 | 17% | 11% |
| <i>GDP Serviços (1)</i> | 0 | 0 | | 0 | | 947 | | |
| <i>Serviços Galp Energia (2)</i> | 138 | 148 | 7% | 237 | 61% | 261 | 10% | 7% |
| <i>Serviços Corporativos</i> | 0 | 0 | | 213 | | 228 | 7% | 4% |
| <i>Serviços GDPD</i> | 182 | 182 | 0% | 58 | -68% | 0 | -100% | -100% |
| <i>Serviços GDPD (Open SGC)</i> | 0 | 0 | | 72 | | 0 | -100% | -100% |
| <i>Serviços Galp Gás Natural</i> | 0 | 0 | | 57 | | 0 | -100% | -100% |
| <i>Outros FSE</i> | 1 659 | 1 371 | -17% | 1 599 | 17% | 1 188 | -26% | -18% |
| Peso Serviços GDP no total FSE | 16% | 19% | | 28% | | 55% | | |
| Peso GDP Serviços no total FSE | | | | | | 36% | | |
| Peso GDP Serviços no total de custos operacionais | | | | | | 26% | | |

(1) Inclui Shipping, Regulação, Serviços Técnicos, AQS, Desenvolvimento de Negócio, Gestão do Ciclo Comercial, Apoio ao Cliente, Apoio à Gestão, Planeamento e Controlo

(2) Inclui Contabilidade e Tesouraria, RH, Compras, Incentivos Financeiros, Gestão de riscos e plano de saúde, Serviços Jurídicos, Gestão de instalações e Security, SI

Fonte: Galp Energia

O peso dos serviços prestados pelo grupo Galp tem vindo a aumentar face ao total dos FSE. No entanto, no ano gás 2008-2009, aquele peso aumentou substancialmente, passando para cerca de 55% do total de FSE. A esta situação não é alheio o aparecimento da empresa GDP Serviços, que representa cerca de 36% do total de FSE e 26% no total de custos de exploração. É ainda de referir que os serviços prestados pelos Serviços da GDP e pela Galp Gás Natural deixaram de existir no ano gás 2008-2009.

De salientar, que embora aquela rubrica dos FSE, assumia um papel significativo na estrutura de custos da Tagusgás, a Galp Energia não apresenta uma justificação detalhada para a mesma.

3.17.2.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN foram aceites os valores enviados pela Tagusgás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Por imposição legislativa (Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro), conforme referido anteriormente, foram retirados da base de activos regulados os contadores bem como os custos inerentes aos mesmos (amortizações).
- b) Por imposição legislativa (contrato de concessão), conforme já referido, os activos a remunerar serão acrescidos de 12 116 milhares de euros a título de compensação pelos fundos públicos não recebidos.
- c) Não existindo compatibilidade entre as previsões de quantidades dos Comercializadores de Último Recurso Retalhista (CURr) e das empresas de rede (Distribuidoras e REN), assumiram-se como válidas as previsões dos CURr e CURg. Por outro lado, definiu-se que esta diferença diz respeito a grandes clientes. Assim, repartiram-se estas quantidades preservando a estrutura do Balanço de gás natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007 no que respeita ao crescimento natural dos consumos. Por outro lado, assumiu-se que as quantidades referentes aos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado são repartidas pelas 3 maiores distribuidoras, não afectando, portanto, a Tagusgás.

Assim para os distribuidores regionais, as quantidades consideradas correspondem à soma das quantidades previstas pelos respectivos CURr, com as quantidades de grandes clientes previstas pelo CURg e reafectadas para cada distribuidora, tendo em conta a estrutura do Balanço de Gás Natural entre Julho de 2006 e Junho de 2007. No caso da Tagusgás, foram alteradas as quantidades de gás natural propostas pela empresa, para o ano gás 2008-2009, de $147\,355\,10^3\text{ m}^3$ para $102\,355\,10^3\text{ m}^3$ aplicando-se a mesma proporção para os 40 anos da concessão;

- d) Harmonização das taxas de inflação para o ano gás 2008-2009: em vez das taxas de inflação, consideradas pela Tagusgás, de 2,3% e de 2,2%, para 2008 e 2009, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente.

3.17.2.2 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 67.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), são apresentados no Quadro 3-221.

Quadro 3-221 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Custos do operador de rede de distribuição k , pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t | 296 |
| $\Delta_{UGS,t-2}^{ORD_k}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador de rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do ano gás $t-2$, e os valores pagos ao operador de rede de transporte pelo uso global do sistema | 0 |
| 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 |
| $\tilde{P}_{UGS,t}^{ORD_k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 296 |
| | $\tilde{P}_{UGS,t}^{ORD_k} = \tilde{C}_{UGS,t}^{ORD_k} - \Delta_{UGS,t-2}^{ORD_k} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2$ | |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 296 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso global do sistema.

3.17.2.3 PROVEITOS A RECUPERAR PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO POR APLICAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O valor total dos proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 68º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), são apresentados no Quadro 3-222.

Quadro 3-222 - Proveitos permitidos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

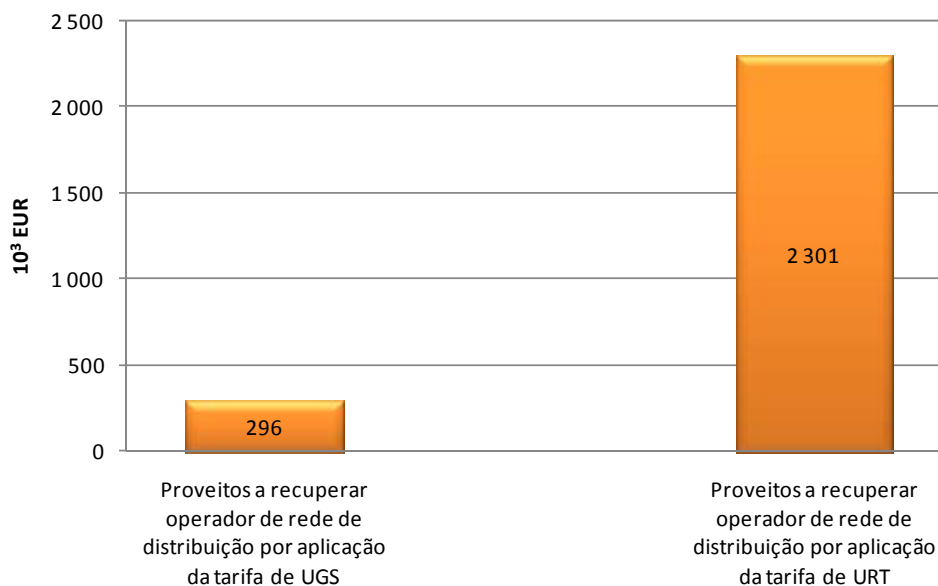
Unidade: 10³ EUR

Ano gás
2008-2009

| | | |
|---------------------------|---|--------------|
| $C_{OPER,t}^{ORZ}$ | Custos do operador da rede de distribuição k , pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t | 2 301 |
| $\Delta R_{UR,t-2}^{ORZ}$ | Ajustamento resultante da diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do ano gás $t-2$ e os valores pagos ao operador da rede de transporte pelo uso da rede de transporte do ano gás $t-2$ | 0 |
| i_{t-1}^F | Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$, acrescida de meio ponto percentual | 0,0000 |
| $R_{UR,t}^{ORZ}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t $R_{UR,t}^{ORZ} = C_{OPER,t}^{ORZ} - \Delta R_{UR,t-2}^{ORZ} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^F}{100}\right)^2$ | 2 301 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 2 301 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

A Figura 3-136 ilustra os proveitos permitidos da Tagusgás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-136 - Proveitos permitidos

3.17.2.4 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.17.2.4.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-223 apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

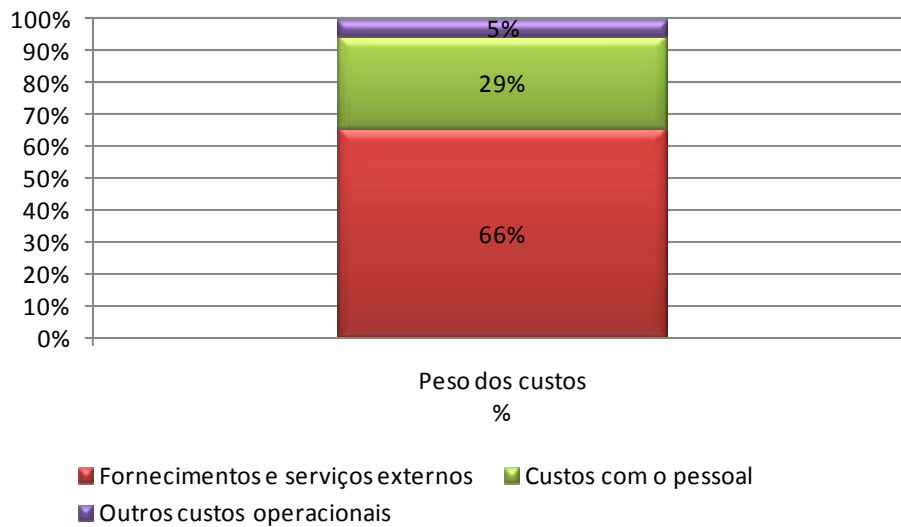
Quadro 3-223 - Custos de Exploração da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008-2009 | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
| Fornecimentos e serviços externos | 1 900 | 66% |
| Custos com o pessoal | 842 | 29% |
| Outros custos operacionais | 145 | 5% |
| Custos de exploração | 2 888 | 100% |

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 (FSE) e os custos com pessoal. Estes representam na sua totalidade 95% dos custos de exploração da Tagusgás, sendo 66% referente a FSE e 29% a custos com pessoal.

A Figura 3-137 permite visualizar o peso percentual de cada agregado de custos no total da actividade.

Figura 3-137 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural

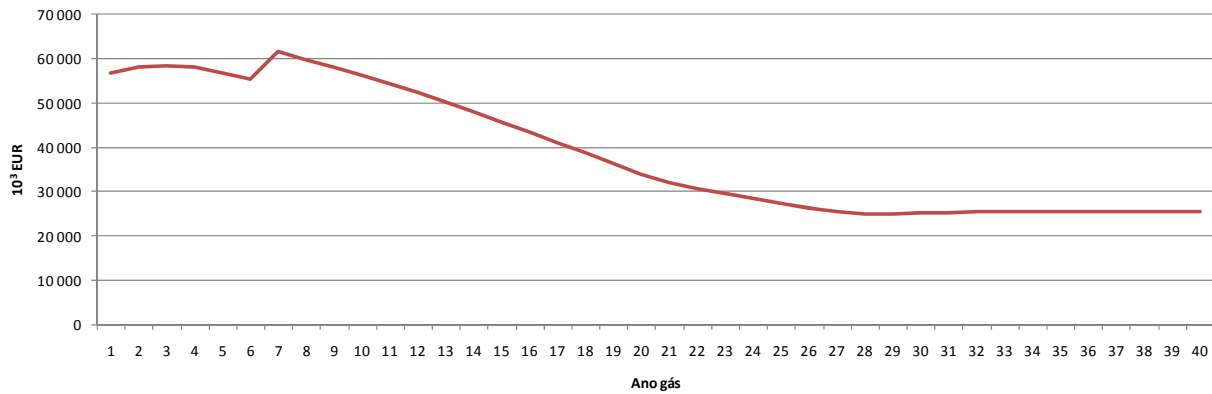
3.17.2.4.2 CUSTO COM CAPITAL

O valor do custo com capital, tal como anteriormente referido, foi determinado considerando o valor dos activos imobilizados não financeiros em exploração, deduzido de amortizações e de participações ao investimento. Os imobilizados em curso não são considerados para efeitos de cálculo do custo com capital, sendo os novos investimentos remunerados a partir do momento em que são transferidos para exploração. Além disso, tal como já referido anteriormente, foram deduzidos à base de activos para remuneração os valores referentes a contadores.

A informação enviada pela Tagusgás evidenciou os valores dos imobilizados líquidos, os custos dos novos investimentos a ocorrer durante os 40 anos da concessão. Para além das participações já recebidas, a Tagusgás justificou não enviar subsídios futuros dada a incerteza quanto à aprovação nos quadros comunitários actuais. Foram também aceites taxas médias de amortização de imobilizados, para cada um dos anos.

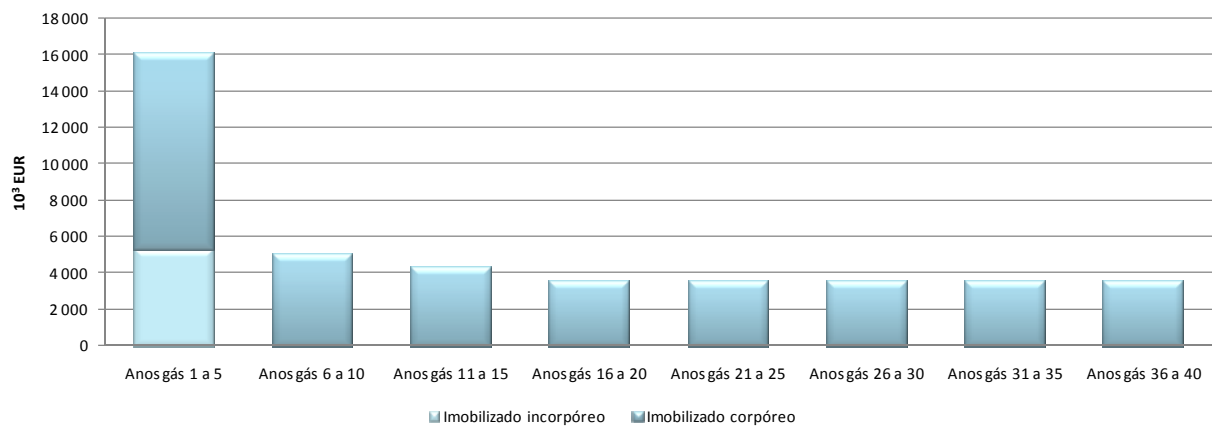
A Figura 3-138 permite observar a evolução do activo a remunerar no final de cada ano gás durante o período de 40 anos da concessão.

Figura 3-138 - Imobilizado líquido de amortizações da actividade de Distribuição de gás natural



O investimento da Tagusgás para o período da concessão ascende a cerca de 43 420 milhões de euros, distribuídos ao longo do período da concessão conforme é evidenciado na Figura 3-139.

Figura 3-139 - Evolução do investimento



No Quadro 3-224 apresenta-se o valor do imobilizado líquido e das participações ao investimento por grandes agregados, para a actividade de Distribuição de Gás Natural, aceite para tarifas do ano gás 2008-2009.

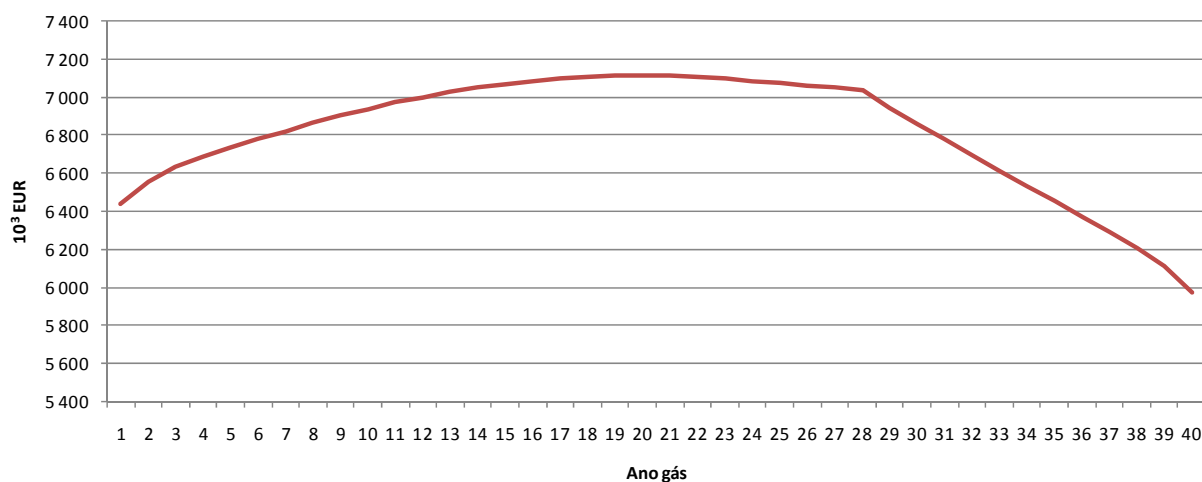
Quadro 3-224 - Imobilizado líquido e participações ao investimento da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 | Peso % |
|----------------|--|----------------------|------------|
| 1=2+3 | Imobilizado Líquido | 82.773 | 100% |
| 2 | Imobilizado Incorpóreo | 7.359 | 9% |
| | Despesas de instalação | 1 | |
| | Reconversão de consumos para gás natural | 5.081 | |
| | Outro imobilizado incorpóreo | 317 | |
| | Imobilizado em curso | 1.960 | |
| 3 | Imobilizado Corpóreo | 75.414 | 91% |
| | Terrenos e recursos naturais | 53 | 0% |
| | Edifícios e outras construções | 834 | 1% |
| | Equipamento básico | 67.933 | 82% |
| | Equipamento de transporte | 42 | 0% |
| | Ferramentas e utensílios | 21 | 0% |
| | Equipamento administrativo | 255 | 0% |
| | Outro imobilizado corpóreo | 305 | 0% |
| 4 | Imobilizado em curso | 5.971 | 7% |
| 5 | Comparticipações Líquidas | 18.114 | |
| 6=1-4-5 | Imobilizado líquido a remunerar | 56.728 | 69% |

O valor do custo com capital para o ano gás 2008-2009 ascende a 6 444 milhares de euros correspondendo a 69% do total dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

A Figura 3-140 permite visualizar a evolução do custo com capital, na actividade de Distribuição de gás natural, para o período da concessão.

Figura 3-140 - Custo com capital no período da concessão para a actividade de Distribuição de gás natural

3.17.2.4.3 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com o artigo 69º do Regulamento Tarifário.

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição todos os custos de exploração da Tagusgás, foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas e tendo em consideração os pressupostos mencionados anteriormente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a actividade de Distribuição são os apresentados no Quadro 3-225, ascendendo a 9 332 milhares de euros.

Quadro 3-225 - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 6 444 |
| $\tilde{C}_{D,t}^k$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 2 888 |
| $\tilde{S}_{D,t}^k$ | Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t | 0 |
| $Amb_{D,t-2}^k$ | Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE | 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 |
| $\Delta_{VREZ,t-2}^{ORZk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$ | 0 |
| $\tilde{P}_{VREZ,t}^{ORZk}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t | 9 332 |
| | $\tilde{P}_{VREZ,t}^{ORZk} = \tilde{C}_{D,t}^k + \tilde{C}_{D,t}^k - \tilde{S}_{D,t}^k + Amb_{D,t-2}^k \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 - \Delta_{VREZ,t-2}^{ORZk}$ | |

3.17.2.5 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN DA TAGUSGÁS

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Tagusgás, foi calculado de acordo com o artigo 66º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para a actividade de Distribuição de gás natural e dos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS e de URT.

Os proveitos permitidos que se apresentam no Quadro 3-226 ascendem a 11 929 milhares de euros, sendo 296 milhares de euros resultantes da aplicação das tarifas de UGS, 2 301 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de URT e 9 332 milhares de euros da actividade de Distribuição.

Quadro 3-226 - Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN da Tagusgás

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|----------------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\overline{R}_{VGS,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 296 |
| $\overline{R}_{VET,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 2 301 |
| $\overline{R}_{VED,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 9 332 |
| $\overline{R}_{SARND,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t $\overline{R}_{SARND,t}^{ORD,k} = \overline{R}_{VGS,t}^{ORD,k} + \overline{R}_{VET,t}^{ORD,k} + \overline{R}_{VED,t}^{ORD,k}$ | 11 929 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de 8,5% relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo 997 resultantes do valor de activo adicionado por resultado do novo contrato de concessão, -90 milhares de euros resultantes da aplicação da Lei n.º 12/2008, referente aos contadores e 23 milhares de euros, resultantes da alteração das taxas de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-227.

Quadro 3-227 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de acesso à RNTGN e à RNDGN da Tagusgás

| | | Unidade: 10 ³ EUR | | | | | | |
|----------------------------------|---|------------------------------|------------|------------------|----|-------------------|------------------------------------|-------|
| | Cenário Base | Alterações legislativas | | Alterações ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
| | | Activo contrato concessão | Contadores | Taxa de inflação | | | Valor | % |
| $\overline{R}_{VGS,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás t | 296 | 0 | 0 | 0 | 296 | 0 | 0,0% |
| $\overline{R}_{VET,t}^{ORD,k}$ | Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás t | 2 301 | 0 | 0 | 0 | 2 301 | 0 | 0,0% |
| $\overline{R}_{VED,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t | 8 401 | 997 | -90 | 23 | 9 332 | 930 | 11,1% |
| $\overline{R}_{SARND,t}^{ORD,k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t $\overline{R}_{SARND,t}^{ORD,k} = \overline{R}_{VGS,t}^{ORD,k} + \overline{R}_{VET,t}^{ORD,k} + \overline{R}_{VED,t}^{ORD,k}$ | 10 998 | 997 | -90 | 23 | 11 929 | 930 | 8,5% |

3.17.2.5.1.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural foram aceites os valores enviados pela Tagusgás, sendo que a ERSE proceder às seguintes alterações:

- a) Custo unitário de aquisição de gás natural no valor de 2,153 cent€/kWh;
- b) Taxas de inflação consideradas pela Tagusgás, de 2,3% e de 2,2%, nos anos de 2008 e 2009, respectivamente, foram alteradas para 2,7% e 2,6%, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009, conforme já foi referido anteriormente.

Todos os custos de exploração da Tagusgás, foram aceites tendo em conta os critérios utilizados pela ERSE na análise evolutiva dos custos das empresas reguladas.

3.17.2.6 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos função de Compra e Venda de gás natural, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, para a função de Compra e Venda de gás natural, são apresentados no Quadro 3-228.

Quadro 3-228 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|------------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101 | 8 022 |
| $\tilde{C}_{GN,OP,t}^{CUR}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRA,t}^{CUR}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{DAS,t}^{CUR}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{Bk,t-1}^{CUR}$ | Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso k | 0 |
| $\Delta R_{CVGN,t-2}^{CUR}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | 0 |
| $\Delta R_{TVCP,t-2}^{CUR}$ | Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas | 0 |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, previstos para o ano gás t | 8 022 |
| | $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR} = \tilde{C}_{GN,CUR,t}^{CUR} + \tilde{C}_{GN,OP,t}^{CUR} + \tilde{C}_{UTRA,t}^{CUR} + \tilde{C}_{DAS,t}^{CUR} - \Delta R_{Bk,t-1}^{CUR} - \Delta R_{CVGN,t-2}^{CUR} - \Delta R_{TVCP,t-2}^{CUR}$ | |

Para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 8 022 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do custo unitário de aquisição ao comercializador de último recurso grossista no valor de 2,153 cent€/kWh às quantidades previstas adquirir pela Tagusgás no ano 2008-2009 no montante de 372 587 MWh.

3.17.2.7 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN

Os proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN decorrem da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição entre os respectivos operadores e o comercializador de último recurso. Os proveitos a recuperar por aplicação das duas primeiras tarifas aos clientes do Comercializador de Último Recurso retalhista são

posteriormente transferidos para o Operador da Rede de Transporte. Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa URD são transferidos para os Operadores da Rede de Distribuição.

O valor total dos proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 78.º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-229.

Quadro 3-229 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

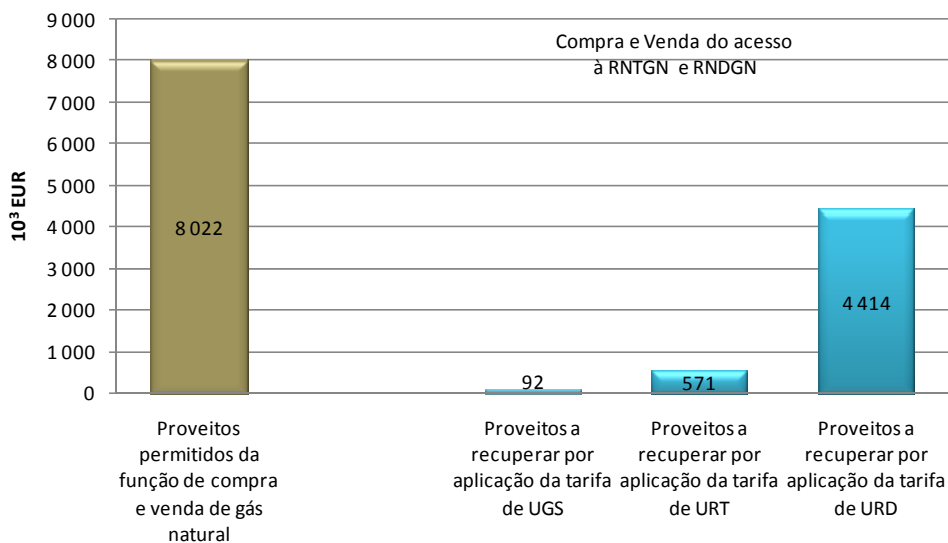
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|----------------------------|--|-------------------|
| $\tilde{K}_{UGS,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 92 |
| $\tilde{K}_{URT,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 571 |
| $\tilde{K}_{URD,t}^{CUR}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 4 414 |
| $\tilde{K}_{ARND,t}^{CUR}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN do comercializador de último recurso retalhista, previstos para o ano gás t $\tilde{K}_{ARND,t}^{CUR} = \tilde{K}_{UGS,t}^{CUR} + \tilde{K}_{URT,t}^{CUR} + \tilde{K}_{URD,t}^{CUR}$ | 5 077 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 5 077 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

A Figura 3-141 ilustra os proveitos permitidos da Tagusgás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-141 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN



3.17.2.8 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.17.2.8.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 3-230, apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à função de Comercialização de gás natural, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-230 - Custos de Exploração da função de Comercialização de gás natural

Unidade: 10³ EUR

| | Ano gás 2008-2009 | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|----------------------|-------------------------|
| Fornecimentos e serviços externos | 737 | 100% |
| Custos com o pessoal | 0 | 0% |
| Outros custos operacionais | 0 | 0% |
| Custos de exploração | 737 | 100% |

Da análise ao quadro verifica-se que os custos de exploração da Tagusgás para a função de Comercialização de gás natural no 1.º ano gás referem-se unicamente a fornecimentos e serviços externos (FSE). Esta situação resulta do facto da actividade de Comercialização de gás natural não ter pessoal afecto directamente, sendo os trabalhos assegurados por prestadores de serviços e os respectivos custos classificados em FSE.

3.17.2.8.2 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de comercialização de gás natural.

3.17.2.8.3 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente.

O valor da margem de comercialização ascende a 32 milhares de euros.

3.17.2.8.4 MARGEM POR CLIENTE

Conforme já referido, a renegociação do anterior contrato de concessão conduziu a que ficasse estabelecido no novo contrato de concessão, que o Estado assegure à Tagusgás, durante os 5 primeiros períodos de regulação, uma margem de 4 euros por cliente por ano, pelo número de clientes reportado no início de cada período de regulação.

Considerando 22 264 como o número de clientes estimado desde o início deste primeiro período de regulação desta actividade (1 de Julho de 2008), a aplicação da referida margem conduz a um valor próximo de 89 milhares de euros para este proveito adicional.

3.17.2.8.5 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da função comercialização de gás natural a recuperar pela Tagusgás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com a nova fórmula de regulação recentemente revista e constante do artigo 79.º do Regulamento Tarifário. Em anexo apresenta-se o novo articulado a integrar no Regulamento Tarifário a publicar em Diário da Republica oportunamente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-231, ascendendo a 857 milhares de euros.

Quadro 3-231 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{C_j,t}^{CURk}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 737 |
| $\tilde{A}_{C_j,t}^{CURk}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C_j,t}^{CURk}$ | Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{D}_{C_j,t}^{CURk}$ | Margem de comercialização para o escalão de consumo j prevista para o ano gás t | 32 |
| $CLI_{C_{1,\infty}}^{CURk}$ | Proveito permitido adicional estabelecido na licença de comercialização para o escalão de consumo j , reportado ao início de cada período de regulação | 89 |
| $\Delta R_{C_j,t-2}^{CURk}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo j , relativo ao ano gás $t-2$ | 0 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURk}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t | 857 |
| | $\tilde{R}_{C,t}^{CURk} = \sum_j R_{C_j,t}^{CURk} = \sum_j \left(\tilde{C}_{C_j,t}^{CURk} + \tilde{A}_{C_j,t}^{CURk} - \tilde{S}_{C_j,t}^{CURk} + \tilde{D}_{C_j,t}^{CURk} + CLI_{C_{1,\infty}}^{CURk} - \Delta R_{C_j,t-2}^{CURk} \right)$ | |

3.17.2.9 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural da Tagusgás, foi calculado de acordo com o artigo 76.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural.

Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Gás Natural apresentados no Quadro 3-232 ascendem a 13 956 milhares de euros, sendo 8 022 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 5 077 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 857 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-232 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Tagusgás

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|------------------------------|--|-------------------|
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 8 022 |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 5 077 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 857 |
| $\tilde{R}_{IVFC,t}^{CUR_k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{ARND,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | 13 956 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de 0,8%, correspondendo a um acréscimo de 105 milhares de euros, relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo 89 milhares de euros, resultantes dos novos contratos de concessão que permitem uma remuneração de 4 euros por cliente, 13 milhares de euros resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás natural e 4 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-233.

Quadro 3-233 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Tagusgás

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Alterações legislativas | Alterações ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | |
|------------------------------|--|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|-------------------|------------------------------------|------------|-------------|
| | | | Remuneração dos clientes (€/cliente) | Custo de aquisição do gás natural | | Taxa de inflação | Valor | % |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 8 009 | 0 | 13 | 0 | 8 022 | 13 | 0,2% |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN do comercializador de último recurso retalhista k para o ano gás t | 5 077 | 0 | 0 | 0 | 5 077 | 0 | 0,0% |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k previstos para o ano gás t | 765 | 89 | 0 | 4 | 857 | 93 | 12,1% |
| $\tilde{R}_{IVFC,t}^{CUR_k}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{ARND,t}^{CUR_k} + \tilde{R}_{C,t}^{CUR_k}$ | 13 851 | 89 | 13 | 4 | 13 956 | 105 | 0,8% |

3.18 ACTIVIDADE DESENVOLVIDA PELA TRANSGÁS, S.A.

3.18.1 ACTIVIDADE

A Transgás, S.A. é a nova denominação da Transgás Indústria – Sociedade Portuguesa de Fornecimento de Gás, S.A. Esta empresa foi constituída em 04 de Novembro de 1999 com sede em Lisboa.

O objecto social consiste na compra e venda de gás natural, em regime de comercialização de último recurso, bem como de todas as actividades directa ou indirectamente relacionadas. Em 31 de Dezembro, a empresa iniciou a sua actividade de serviços de representação comercial junto de clientes no segmento industrial do mercado nacional de gás natural.

A licença de comercialização de gás natural de último recurso grossista foi concedida à Transgás Indústria para vigorar a partir de 1 de Janeiro de 2007, de acordo com o modelo aprovado pela Portaria n.º 930/2006, de 7 de Setembro, passando desde essa data, conforme previsto no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, a deter a comercialização de último recurso de gás natural para todos os grandes clientes, com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de m³ normais que não queiram usufruir do estatuto de cliente elegível com excepção dos produtos de electricidade em regime ordinário, bem como para as concessionárias de distribuição regional, as titulares de licenças de distribuição local de gás natural e as licenciadas de comercialização de último recurso.

Em termos de regulação a Transgás, S.A. funciona, assim, como comercializador de último recurso grossista, competindo-lhe a aquisição do gás natural de modo a satisfazer os consumos dos clientes dos comercializadores retalhistas bem como dos grandes clientes.

3.18.1.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Para apuramento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializados de último recurso foram aceites os valores enviados pela Transgás, sendo que a ERSE procedeu às seguintes alterações:

- a) Custo unitário de aquisição de gás natural ao comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural no valor de 2,153 cent€/kWh.
- b) Taxas de inflação consideradas pela Transgás: de 2,3% e de 2,2%, a ERSE alterou para os anos de 2008 e 2009, respectivamente, as taxas de inflação para 2,7% e 2,6%, conforme já foi referido anteriormente.

3.18.1.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

O valor total dos proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializados de último recurso, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 71.º do Regulamento Tarifário.

De acordo com o Regulamento Tarifário, o custo médio do gás natural a repercutir aos comercializadores de último recurso retalhista e aos grandes clientes resulta da média ponderada dos custos da importação

de gás natural no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrado em data anterior à publicação da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho. A este custo acrescem os custos com a utilização das infra-estruturas do terminal de GNL, das instalações de armazenamento subterrâneo e outros custos de funcionamento daquele comercializador.

Desta forma, tendo em consideração o custo médio de aquisição de gás natural para venda aos grandes clientes e aos comercializadores de último recurso retalhista (CURr) previsto para o ano gás 2008-2009 no valor de 2,153 cent€/kWh e as quantidades enviadas pela Transgás para aquele período para os CUR retalhistas e Grandes Clientes, correspondentes, respectivamente, a 20 563 GWh e 8 943 GWh, os proveitos, do CUR grossista ascendem a 635 275 milhares de euros conforme apresentado no Quadro 3-234.

Quadro 3-234 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializados de último recurso

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|----------------------------|---|----------------------|
| $\tilde{C}_{GN,t}^{CURGC}$ | Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso a grandes clientes | 442 732 |
| $\tilde{C}_{GN,t}^{CURR}$ | Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista | 192 543 |
| $\tilde{R}_{CV,t}^{CURG}$ | Proveitos permitidos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t $\tilde{R}_{CV,t}^{CURG} = \tilde{C}_{GN,t}^{CURGC} + \sum_{k=1}^K \tilde{C}_{GN,t}^{CURR_k}$ | 635 275 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram o impacte nos proveitos permitidos de 0,4%, correspondendo a um acréscimo de 2 349 milhares de euros, relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo a diferença apenas resultante da alteração do custo médio de aquisição de gás natural, pois os custos de aquisição não são influenciados pela inflação. Este impacte é evidenciado no Quadro 3-235.

Quadro 3-235 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializados de último recurso da Transgás

Unidade: 10³ EUR

| | | Cenário Base | Alterações ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | |
|----------------------------|--|--------------|-----------------|-----------------------------------|-------------------|------------------------------------|------|
| | | | | Custo de aquisição do gás natural | | Valor | % |
| $\tilde{C}_{GN,t}^{CURGC}$ | Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso a grandes clientes | 441 387 | | 1345 | 442 732 | 1345 | 0% |
| $\tilde{C}_{GN,t}^{CURK}$ | Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista | 191 539 | | 1004 | 192 543 | 1004 | 1% |
| $\tilde{R}_{CV,t}^{CURG}$ | Proveitos permitidos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t $\tilde{R}_{CV,t}^{CURG} = \tilde{C}_{GN,t}^{CURGC} + \sum_{k=1}^K \tilde{C}_{GN,t}^{CURk}$ | 632 926 | | 2 349 | 635 275 | 2 349 | 0,4% |

3.18.1.2 METODOLOGIA DE APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

No cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização a grandes clientes foram tidos em consideração os pressupostos mencionados anteriormente, tendo a ERSE procedido às seguintes alterações aos custos enviados pela empresa:

- a) Custo unitário de aquisição de gás natural ao comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural no valor de 2,153 cent€/kWh.
- b) Taxas de inflação consideradas pela Transgás: de 2,3% e de 2,2%, a ERSE alterou para os anos de 2008 e 2009, respectivamente, as taxas de inflação para 2,7% e 2,6%, conforme já foi referido anteriormente.

3.18.1.3 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL A GRANDES CLIENTES

O valor total dos proveitos função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 73.º do Regulamento Tarifário.

Os proveitos permitidos, para a função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, são apresentados no Quadro 3-236.

Quadro 3-236 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes

Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|---------------------------------|--|----------------------|
| $\tilde{C}_{GN,CURG,t}^{CURGC}$ | Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº | 442 732 |
| $\tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURGC}$ | Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral | 0 |
| $\tilde{C}_{UTRAR,t}^{CURGC}$ | Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL | 0 |
| $\tilde{C}_{UAS,t}^{CURGC}$ | Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural | 0 |
| $\Delta R_{CVGN,t-2}^{CURGC}$ | Ajustamento dos proveitos da função de compra e vendade gás natural a grandes clientes tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | 0 |
| $\Delta R_{TYCF,t-2}^{CURGC}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes resultante da convergência para tarifas aditivas | 0 |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURGC}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t | 442 732 |
| | $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURGC} = \tilde{C}_{GN,CURC,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{GN,OF,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{UTRAR,t}^{CURGC} + \tilde{C}_{UAS,t}^{CURGC} - \Delta R_{CVGN,t-2}^{CURGC} - \Delta R_{TYCF,t-2}^{CURGC}$ | |

Conforme referido anteriormente, para o ano gás 2008-2009, o total dos proveitos permitidos ascende a 442 732 milhares de euros, correspondendo na íntegra aos custos com aquisição de gás natural, por aplicação do preço médio de 2,153 cent€/kWh às quantidades de gás natural consideradas pela ERSE, a adquirir pela Transgás de 20 563 GWh.

3.18.1.4 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À RNTGN E À RNDGN A GRANDES CLIENTES

3.18.1.4.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes, para o ano gás 2008-2009 foi calculado de acordo com o artigo 74.º do Regulamento Tarifário, sendo apresentados no Quadro 3-237.

Quadro 3-237 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN

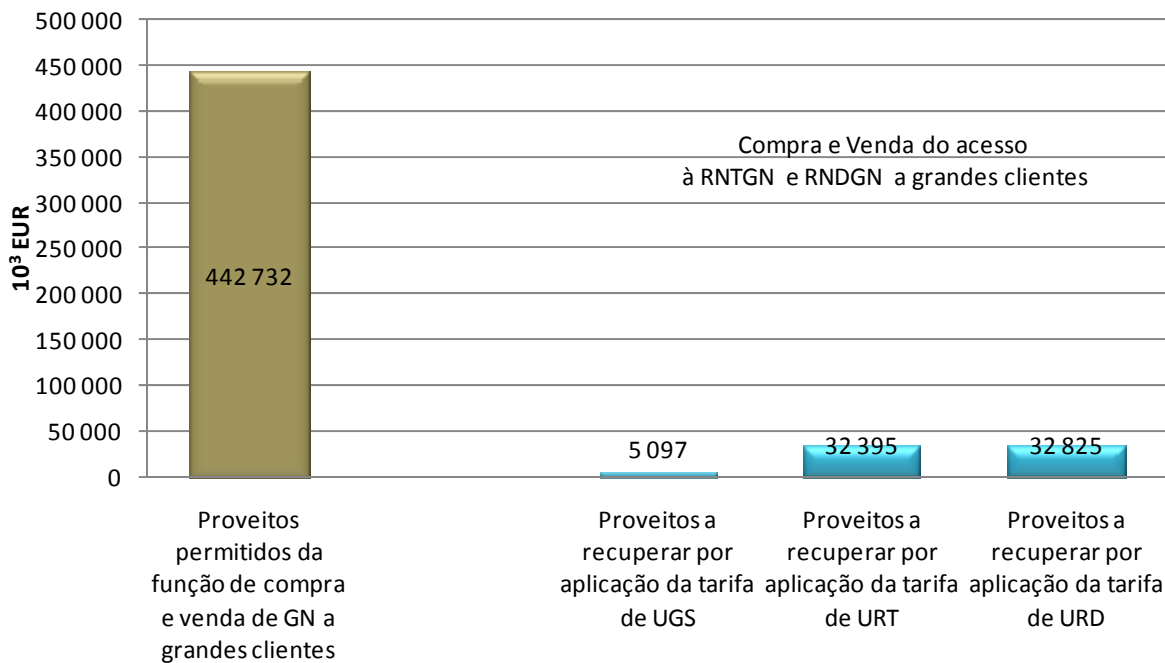
Unidade: 10³ EUR

| | | Ano gás 2008-2009 |
|-------------------------------|--|----------------------|
| $\tilde{R}_{UGS,t}^{CURGC}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t | 5 097 |
| $\tilde{R}_{URT,t}^{CURGC}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano t | 32 395 |
| $\tilde{R}_{URD,t}^{CURGC}$ | Proveitos a recuperar por aplicação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t | 32 825 |
| $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURGC}$ | Proveitos permitidos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURGC} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CURGC} + \tilde{R}_{URT,t}^{CURGC} + \tilde{R}_{URD,t}^{CURGC}$ | 70 318 |

Para o ano gás 2008-2009 o total dos proveitos permitidos ascende a 70 318 milhares de euros, correspondendo aos proveitos a recuperar pela aplicação das tarifas de UGS, URT e URD.

A Figura 3-142 ilustra os proveitos permitidos da Transgás com a recuperação dos custos do uso da rede de distribuição através da aplicação das tarifas de UGS e URT.

Figura 3-142 - Proveitos permitidos das funções de Compra e Venda de gás natural e de Compra e Venda do acesso à RNTGN e RNDGN



3.18.1.5 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL A GRANDES CLIENTES

3.18.1.5.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos da função comercialização de gás natural a grandes clientes a recuperar pela Transgás, para o ano gás 2008-2009 foram calculados de acordo com a nova fórmula de regulação recentemente revista e constante do artigo 75.º do Regulamento Tarifário. Em anexo apresenta-se o novo articulado a integrar no Regulamento Tarifário a publicar em Diário da Republica oportunamente.

Assim, os proveitos permitidos, apurados para a função de Comercialização de gás natural são os apresentados no Quadro 3-238, ascendendo a 6 576 milhares de euros.

Quadro 3-238 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-----------------------------|---|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{C}_{E,C,t}^{CURGC}$ | Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t | 4 990 |
| $\tilde{A}_{M,C,t}^{CURGC}$ | Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t | 0 |
| $\tilde{S}_{C,t}^{CURGC}$ | Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t | 307 |
| $\tilde{D}_{C,t}^{CURGC}$ | Margem de Comercialização prevista para o ano gás t | 1 893 |
| $\Delta R_{C,t-2}^{CURGC}$ | Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano gás t-2 | 0 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURGC}$ | Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{C,t}^{CURGC} = \tilde{C}_{E,C,t}^{CURGC} + \tilde{A}_{M,C,t}^{CURGC} - \tilde{S}_{C,t}^{CURGC} + \tilde{D}_{C,t}^{CURGC} - \Delta R_{C,t-2}^{CURGC}$ | 6 576 |

3.18.1.5.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Não havendo histórico para se proceder a uma revisão criteriosa dos custos de exploração enviada pela empresa, a ERSE considerou aceitar a base de custos enviada pela Transgás para o ano gás 2008-2009.

No Quadro 3-239, apresentam-se os valores de custos de exploração afectos à actividade de Comercialização de gás natural a grandes clientes, aceites para tarifas do ano gás 2008-2009.

Quadro 3-239 - Custos de exploração da actividade de Comercialização de gás natural

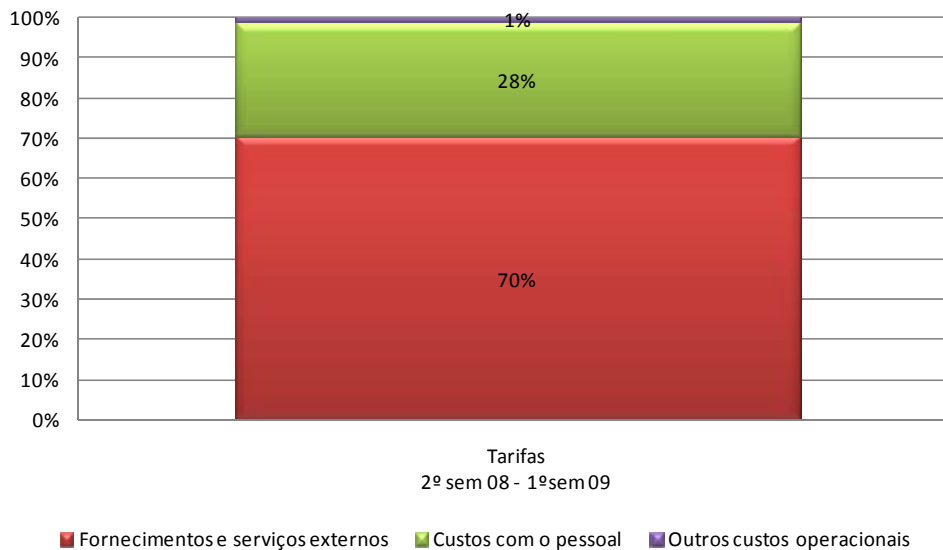
Unidade: 10³ EUR

| | Tarifas 2º sem 08 - 1ºsem 09 | Peso dos custos % |
|-----------------------------------|------------------------------------|-------------------------|
| Fornecimentos e serviços externos | 3 517 | 70% |
| Custos com o pessoal | 1 419 | 28% |
| Outros custos operacionais | 54 | 1% |
| Custos de exploração | 4 990 | 100% |

Da análise ao quadro verifica-se que os fornecimentos e serviços externos são a rubrica com maior peso na estrutura de custos com 70% do total, logo seguidos dos custos com pessoal com 28%.

A Figura 3-143 permite visualizar o peso de cada agregado de custos no total de custos da actividade.

Figura 3-143 - Repartição percentual dos custos de exploração da actividade de Comercialização de gás natural a grandes clientes



3.18.1.5.1.2 IMOBILIZADO

A empresa não apresenta imobilizados afectos à função de comercialização de gás natural.

3.18.1.5.1.3 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização foi calculada de acordo com o novo articulado do artigo 75.º do Regulamento Tarifário, que se apresenta em anexo, a ser publicado oportunamente.

O valor da margem de comercialização ascende a 1 893 milhares de euros.

3.18.1.5.2 PROVEITOS PERMITIDOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

3.18.1.5.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor total dos proveitos permitidos para a actividade de Comercialização de gás natural a grandes clientes da Transgás, foi calculado de acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário, resultando do somatório dos proveitos permitidos apurados para as funções de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes e da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes.

Os proveitos permitidos, apresentados no Quadro 3-240 ascendem a 519 626 milhares de euros, sendo 442 732 milhares de euros da função de Compra e Venda de gás natural, 70 318 milhares de euros da função de Compra e Venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e 6 576 milhares de euros da função de Comercialização de gás natural.

Quadro 3-240 - Proveitos permitidos da actividade Comercialização de gás natural da Transgás

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|-------------------------------|--|------------------------------|
| | | Ano gás 2008-2009 |
| $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURGC}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes previstos para o ano gás t | 442 732 |
| $\tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURGC}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN a grandes clientes previstos para o ano gás t | 70 318 |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURGC}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes previstos para o ano gás t | 6 576 |
| $\tilde{R}_{TVFC,t}^{CURGC}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURGC} + \tilde{R}_{ARNTD,t}^{CURGC} + \tilde{R}_{C,t}^{CURGC}$ | 519 626 |

As alterações já referidas anteriormente, tiveram um impacte nos proveitos permitidos de 0,3%, correspondendo a um acréscimo de 1 368 milhares de euros, relativamente à proposta apresentada pela empresa, sendo 1 345 milhares de euros resultantes da alteração dos custos com aquisição do gás natural e 23 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação. Estas alterações estão evidenciadas no Quadro 3-241.

Quadro 3-241 - Impacte das alterações introduzidas pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de gás natural da Transgás

Unidade: 10⁵ EUR

| | Cenário Base | Alterações ERSE | | Ano gás 2008-2009 | Impacte total face ao cenário base | | |
|-----------------------------|--|-----------------------------------|------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|-------------|
| | | Custo de aquisição do gás natural | Taxa de inflação | | Valor | % | |
| $\tilde{R}_{CPG,t}^{CURC}$ | Proveitos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes previstos para o ano gás t | 441 387 | 1 345 | 0 | 442 732 | 1 345 | 0,30% |
| $\tilde{R}_{ARND,t}^{CURC}$ | Proveitos da função de compra e venda do acesso à RNTGN e RNDGN a grandes clientes previstos para o ano gás t | 70 318 | 0 | 0 | 70 318 | 0 | 0,00% |
| $\tilde{R}_{C,t}^{CURC}$ | Proveitos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes previstos para o ano gás t | 6 553 | 0 | 23 | 6 576 | 23 | 0,35% |
| $\tilde{R}_{TVFC,t}^{CURC}$ | Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, previstos para o ano gás t $\tilde{R}_{CVGN,t}^{CURC} + \tilde{R}_{ARND,t}^{CURC} + \tilde{R}_{C,t}^{CURC}$ | 518 258 | 1 345 | 23 | 519 626 | 1 368 | 0,3% |

3.19 PROVEITOS PERMITIDOS PARA O ANO GÁS 2008-2009

3.19.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 3-242 sintetiza os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, por actividade.

Quadro 3-242 - Proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009, por actividade

| | | Unidade: 10 ³ EUR |
|---|---|------------------------------|
| Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL | | 35 335 |
| | [a] Proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento, Regaseificação de GNL | 35 335 |
| Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural | | 13 644 |
| | [b] Proveitos da Transgás Armazenagem | 2 088 |
| | Proveitos da REN Armazenagem | 11 555 |
| Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural | | 106 442 |
| | [c] Proveitos da actividade de transporte de gás natural | 92 575 |
| | Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema | 13 867 |
| Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural | | 255 624 |
| | Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN | 48 513 |
| | [d] Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | 207 111 |
| Proveitos do comercializador de último recurso grossista | | 712 169 |
| | [e] Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR | 635 275 |
| | Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes | 519 626 |
| | Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes | 442 732 |
| | Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes | 70 318 |
| | [f] Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes | 6 576 |
| Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas | | 223 398 |
| | Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural | 192 543 |
| | Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN | 185 776 |
| | [g] Proveitos da actividade de Comercialização | 30 855 |
| Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g] | | 1 035 238 |

O Quadro 3-243 sintetiza os proveitos permitidos a proporcionar no ano gás 2008-2009 por aplicação das tarifas de gás natural para cada uma das actividades.

Quadro 3-243 - Proveitos permitidos a proporcionar no ano gás 2008-2009 por aplicação das tarifas de gás natural para cada uma das actividades

Unidade: 10³ EUR

| | Proveitos permitidos no ano gás 2008-2009 | Compensações entre operadores no ano gás 2008-2009 | Proveitos a proporcionar por aplicação das tarifas do ano gás 2008-2009 |
|---|---|--|---|
| Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL [a] | 35 335 | 0 | 35 335 |
| Proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento, Regaseificação de GNL | 35 335 | 0 | 35 335 |
| Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural [b] | 13 644 | 0 | 13 644 |
| Proveitos da Transgás Armazenagem | 2 088 | -1 026 | 3 115 |
| Proveitos da REN Armazenagem | 11 555 | 1 026 | 10 529 |
| Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural [c] | 106 442 | 0 | 106 442 |
| Proveitos da actividade de transporte de gás natural | 92 575 | 0 | 92 575 |
| Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema | 13 867 | 0 | 13 867 |
| Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural | 255 624 | [1] | 255 624 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN | 48 513 | 0 | 48 513 |
| Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | 207 111 | 0 | 207 111 |
| Proveitos do comercializador de último recurso grossista | 711 671 | 0 | 711 671 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR | 635 275 | 0 | 635 275 |
| Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes | 519 128 | 0 | 519 128 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes | 442 732 | 0 | 442 732 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes | 69 820 | 0 | 69 820 |
| Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes | 6 576 | 0 | 6 576 |
| Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas | 223 398 | [2] | 223 398 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural | 192 543 | 0 | 192 543 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN | 185 776 | 0 | 185 776 |
| Proveitos da actividade de Comercialização | 30 855 | 0 | 30 855 |
| Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g] | 1 035 238 | 0 | 1 035 238 |

O Quadro 3-244 compara os proveitos permitidos pela ERSE para o ano gás 2008-2009 com os proveitos permitidos enviados pelas empresas, diferenciando os impactos decorrentes de imposições legislativas e dos contratos de concessão, recentemente renegociados, das decisões tomadas pela ERSE.

Quadro 3-244 - Resumo do impacte das decisões da ERSE, no cálculo dos proveitos para o ano gás 2008-2009

Unidade: 10³ EUR

| | Cenário Base | Impactes | | | | | | | | Proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009 | | |
|---|--------------|---|---------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------------------|-------------------------------|---------------|---|---|-----------|
| | | DL 12/2008 | Contrato concessão | | Ajustamentos de previsões | | Decisões da ERSE | | Impacte total | | Impacte sobre os proveitos permitidos do cenário base [%] | |
| | | Abatimento dos contadores da base activos regulados | Remuneração dos clientes (4€/cliente) | Reavaliação adicional dos activos | Custo de aquisição do gás natural | Alteração das quantidades de gás natural | Alteração dos custos de exploração | Alteração da taxa de inflação | | | | |
| Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL | [a] | 31 129 | | | | 4 025 | | 182 | 4 206 | 13,5% | 35 335 | |
| Proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento, Regaseificação de GNL | | 31 129 | | | | 4 025 | | 182 | 4 206 | 13,5% | 35 335 | |
| Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural | [b] | 14 674 | | | | | | 37 | -1 030 | -7,0% | 13 644 | |
| Proveitos da Transgás Armazenagem | | 3 154 | | | | | | 2 | -1 066 | -33,8% | 2 088 | |
| Proveitos da REN Armazenagem | | 11 520 | | | | | | 35 | 35 | 0,3% | 11 555 | |
| Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural | [c] | 106 039 | | | | 7 | | 396 | 403 | 0,4% | 106 442 | |
| Proveitos da actividade de transporte de gás natural | | 92 313 | | | | 7 | | 255 | 262 | 0,3% | 92 575 | |
| Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema | | 13 726 | | | | | | 141 | 141 | 1,0% | 13 867 | |
| Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural | | 266 024 | -2 155 | | 997 | | | -9 644 | 402 | -10 400 | -3,9% | 255 624 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN | | 48 513 | | | | | | | | | | 48 513 |
| Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural | [d] | 217 511 | -2 155 | | 997 | | | -9 644 | 402 | -10 400 | -4,8% | 207 111 |
| Proveitos do comercializador de último recurso grossista | | 709 797 | | | | 2 349 | | | 23 | 3 717 | 0,5% | 712 169 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR | [e] | 632 926 | | | | 2 349 | | | | 2 349 | 0,4% | 635 275 |
| Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes | | 518 258 | | | | 1 345 | | | 23 | 1 368 | 0,3% | 519 626 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes | | 441 387 | | | | 1 345 | | | | 1 345 | | 442 732 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes | | 70 318 | | | | | | | | | | 70 318 |
| Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes | [f] | 6 553 | | | | | | | 23 | 23 | | 6 576 |
| Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas | | 208 747 | | 3 960 | | 14 410 | | -3 821 | 102 | 14 651 | 7,0% | 223 399 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural | | 178 133 | | | | 14 410 | | | | 14 410 | -91,9% | 192 543 |
| Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN | | 185 776 | | | | | | | | | | 185 776 |
| Proveitos da actividade de Comercialização | [g] | 30 615 | | 3 960 | | | | -3 821 | 102 | 241 | | 30 856 |
| Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g] | | 1 039 446 | -2 155 | 3 960 | 997 | 2 349 | 4 032 | -13 465 | 1 142 | -4 208 | -100,4% | 1 035 238 |

3.19.2 COMPENSAÇÕES ENTRE EMPRESAS

Os artigos 81.º, 82.º e 83.º do Regulamento Tarifário em vigor definem as compensações devidas aos operadores das redes de distribuição (ORD), pela aplicação das tarifas de UGS, de URT e de URD, respectivamente.

Tendo em conta os valores previstos facturar pelos ORD por aplicação das tarifas de UGS, URT e URD e os proveitos a recuperar relativos às tarifas de UGS e URT e permitidos da actividade Distribuição de gás natural no ano gás 2008-2009, apresentam-se no Quadro 3-245 os valores anuais das compensações devidas a cada ORD, em linha, e identificando, em coluna, os ORD credores, isto é, com valores de proveitos a facturar superiores aos valores dos proveitos a recuperar e permitidos. Como se pode observar, no ano gás 2008-2009, a Lusitaniagás e a Portgás constituem os ORD pagadores sendo os restantes ORD recebedores.

O valor total das compensações entre os ORD ascende a 32 634,5 milhares de euros.

Quadro 3-245 - Compensação entre os ORD ano gás 2008-2009

Unidade: EUR

| Recebedores | Pagadores | LUSITÂNIAGÁS | PORTGÁS | Total |
|--------------|-----------|---------------------|----------------------|----------------------|
| BEIRAGÁS | | 472 132,87 | 1 462 615,65 | 1 934 748,52 |
| DIANAGÁS | | 281 229,05 | 871 216,62 | 1 152 445,67 |
| DOUROGÁS | | 77 703,55 | 240 717,03 | 318 420,58 |
| DURIENSEGÁS | | 571 701,35 | 1 771 067,85 | 2 342 769,20 |
| LISBOAGÁS | | 4 266 157,97 | 13 216 087,70 | 17 482 245,67 |
| LUSITÂNIAGÁS | | | | 0,00 |
| MEDIGÁS | | 401 290,40 | 1 243 153,49 | 1 644 443,89 |
| PAXGÁS | | 64 166,36 | 198 780,32 | 262 946,68 |
| PORTGÁS | | | | 0,00 |
| SETGÁS | | 918 389,06 | 2 845 068,20 | 3 763 457,26 |
| TAGUSGÁS | | 910 965,33 | 2 822 070,29 | 3 733 035,62 |
| TOTAL | | 7 963 735,94 | 24 670 777,15 | 32 634 513,09 |

Os artigos 80.º e 85.º do Regulamento Tarifário em vigor definem as compensações devidas aos operadores dos comercializadores de último recurso retalhistas, pela aplicação das tarifas de Energia e de Comercialização, respectivamente.

Tendo em conta os valores previstos facturar pelos CURr por aplicação das tarifas das tarifas de Energia e de Comercialização e os proveitos permitidos das funções de compra e venda de gás natural e de Comercialização de gás natural, o Quadro 3-246 apresenta os valores anuais das compensações devidas a cada CURr identificando, em linha, os CURr com direito a receber e em coluna os CURr credores, isto é, com valores de proveitos a facturar superiores aos valores dos proveitos a recuperar e permitidos. Em 2008-2009 encontram-se nesta situação a Duriensegás, a Lusitaniagás, a Medigás, a Portgás e a Setgás, constituindo os restantes recebedores.

O valor total das compensações entre os CURr ascende a 1 013,7 milhares de euros.

Quadro 3-246 - Compensação entre os CURr ano gás 2008-2009

Unidade: EUR

| Recebedores | Pagadores DURIENSEGÁS | LUSITÂNIAGÁS | MEDIGÁS | PORTGÁS | SETGÁS | Total |
|--------------|--------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|------------------|
| BEIRAGÁS | 4 226 | 4 814 | 4 279 | 24 373 | 23 981 | 61 674 |
| DIANAGÁS | 4 981 | 5 674 | 5 043 | 28 725 | 28 263 | 72 685 |
| DOUROGÁS | 27 950 | 31 838 | 28 302 | 161 193 | 158 602 | 407 884 |
| DURIENSEGÁS | | | | | | 0 |
| LISBOAGÁS | 21 543 | 24 540 | 21 815 | 124 245 | 122 248 | 314 391 |
| LUSITÂNIAGÁS | | | | | | 0 |
| MEDIGÁS | | | | | | 0 |
| PAXGÁS | 2 709 | 3 086 | 2 743 | 15 625 | 15 374 | 39 538 |
| PORTGÁS | | | | | | 0 |
| SETGÁS | | | | | | 0 |
| TAGUSGÁS | 8 053 | 9 173 | 8 154 | 46 441 | 45 694 | 117 515 |
| TOTAL | 69 462 | 79 125 | 70 336 | 400 601 | 394 162 | 1 013 686 |

4 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2008-2009

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 31 136 GWh de energia entregue na RNTGN e 652 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) | 0,00021891 |

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 983 GWh.

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

| PARCELA DE ARMAZENAMENTO | PREÇOS |
|----------------------------------|------------|
| Energia armazenada (EUR/kWh/dia) | 0,00005152 |

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:

$$\tilde{R}_{UTRAR,t}^{regGNL} = C_{u_t}^{regGNL} \times TC_{u_{UTRAR,t}}^{regGNL} + W_t^{regGNL} \times TW_{UTRAR,t}^{regGNL} + NC_t \times TF_{CC_{UTRAR,t}}^{regGNL}$$

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 |
| $TFc_{UTRAR,t}^{regGNL}$ | 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:

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

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

em que:

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

$Ci W_{UTRAR}^{regGNL}$ 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 apresentado no documento "Determinação da Estrutura tarifária 2008-2009".

Dados os custos incrementais de capacidade e de energia, os proveitos permitidos para a parcela de regaseificação²⁰, o preço do termo fixo de carregamento de camiões cisterna e as quantidades previstas para o ano gás 2008-2009 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 4-3 e no Quadro 4-4 apresentam-se os custos incrementais de regaseificação de GNL e os preços que resultam da aplicação de um factor de escala de 1,22.

Quadro 4-3 - Custos incrementais de regaseificação de GNL

| Custos incrementais / nivelados | |
|--------------------------------------|------------|
| Capacidade utilizada (€/kWh por mês) | 0,002834 |
| Energia (€/kWh) | 0,00008123 |
| Carga camiões cisterna (€/camião) | 134,35 |

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

| PARCELA REGASEIFICAÇÃO | PREÇOS |
|--|------------|
| Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês | 0,003476 |
| Energia (EUR/kWh) | 0,00009963 |
| Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião) | 134,35 |

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

No Quadro 4-5 sintetizam-se os preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

²⁰ Proveitos permitidos determinados com base nas contas reguladas apresentadas pelo operador do terminal.

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

| Tarifas | Preços da tarifa de UTRAR | | | |
|---|---|---------------------------------------|----------------------------|---|
| | 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 | - | - | 0,00021891 | - |
| Termo de Armazenamento | - | 0,00005152 | - | - |
| Termo de Regaseificação (inclui termo de carregamento de GNL) | 0,003476 | - | 0,00009963 | - |
| | - | - | - | 134,35 |

Conforme se apresenta no Quadro 4-6, 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 4-6 - 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 | 0,003476 |
| Energia armazenada (EUR/kWh/dia) | 0,00005152 |
| Energia (EUR/kWh) | 0,00031854 |

Conforme consta no Quadro 4-7, 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 4-7 - 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) | 0,00005152 |
| Energia (EUR/kWh) | 0,00021891 |
| Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião) | 134,35 |

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 2008-2009 não se consideraram períodos tarifários.

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 2008-2009 foram considerados os custos nivelados de energia extraída, energia injectada e energia armazenada apresentados no documento “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2008-2009”.

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 4-8.

Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

| USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO | PREÇOS |
|---|---------------|
| Energia injectada (EUR/kWh) | 0,00019848 |
| Energia extraída (EUR/kWh) | 0,00019848 |
| Energia armazenada (EUR/kWh/dia) | 0,00001942 |

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 4-9 apresenta-se a percentagem da facturação mensal que a Transgás Armazenagem deve transferir para a REN Armazenagem.

Quadro 4-9 - 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 ³ € | Proveitos previstos Recuperar pelo OAS Transgás 10 ³ € | Rácio entre os proveitos permitidos e os proveitos previstos recuperar |
|---|---|--|
| 2 088 | 3 058 | 68% |
| 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 | | 32% |

O cálculo dos proveitos previstos recuperar pela Transgás Armazenagem tiveram como base as previsões enviadas por este operador em termos de energia armazenada, aproximadamente 431 GWh de energia armazenada diariamente, e uma quantidade nula de energia injectada e de energia extraída para o ano gás 2008-2009.

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 4-8, às quantidades entregues ao OAS Transgás Armazenagem.

4.3 TARIFAS POR ACTIVIDADE DO OPERADOR 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 (55 941 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 4-10 - Preço de energia da tarifa UGS

| USO GLOBAL DO SISTEMA | PREÇOS |
|-----------------------|------------|
| Energia (EUR/kWh) | 0,00024788 |

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 4-11 apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte apresentados no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2008-2009”. 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 4-11 - Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por variável de facturação

| Custos incrementais | |
|--|------------|
| Capacidade Utilizada (€/kWh/dia por mês) | 0,028397 |
| Energia (€/kWh) | 0,00000657 |
| Energia de ponta (€/kWh) | 0,00023010 |

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 (1,01) 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 4-12.

Quadro 4-12 - 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 | 0,028806 |
| Energia (EUR/kWh) | 0,00000667 |
| Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh) | 0,00023341 |

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 4-13 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 4-12 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 4-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar nas entregas a redes internacionais, por variável de facturação

| USO DA REDE DE TRANSPORTE ENTREGAS INTERNACIONAIS | PREÇOS |
|--|---------------|
| Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês | 0,022214 |
| Energia (EUR/kWh) | 0,00000667 |
| Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh) | 0,00023341 |

4.4 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

4.4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema imputáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição, 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.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás natural às suas entregas, apresentam-se no Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Preços da tarifa de UGS dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural

| TARIFAS DE USO GLOBAL DO SISTEMA | | | | |
|----------------------------------|---------|-----------|-----------------------|------------|
| Tarifas | Leitura | Escalão | (m ³ /ano) | Energia |
| | | | | (EUR/kWh) |
| UGS _{ORD} | | | | 0,00024788 |
| MP | Diária | | | 0,00024788 |
| | Mensal | | | 0,00024788 |
| BP> | Diária | | | 0,00024788 |
| | Mensal | | | 0,00024788 |
| BP< | Outra | Escalão 1 | 0 - 220 | 0,00024788 |
| | | Escalão 2 | 221 - 500 | 0,00024788 |
| | | Escalão 3 | 501 - 1.000 | 0,00024788 |
| | | Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 0,00024788 |

4.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, devem proporcionar os proveitos a recuperar relativos ao transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte, são

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

Conforme decorre do Artigo 110º do Regulamento Tarifário, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, dos preços calculados de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{URT,t}^{ORD} = \sum_k \tilde{R}_{URT,t}^{ORDk} = \sum_k \tilde{R}_{URT,t}^{f,ORDk}$$

$$\tilde{R}_{URT,t}^{f,ORDk} = \left[\sum_i W_{k_i,t}^{MP} \times (1 + \gamma_k^{MP}) + \sum_i W_{k_i,t}^{BP} \times (1 + \gamma_k^{BP}) \times (1 + \gamma_k^{MP}) \right] \times \Delta TW_{URT,t}^{ORD} +$$

$$\left[\sum_i W_{k_i,t}^{MP} \times (1 + \gamma_k^{MP}) + \sum_i W_{k_i,t}^{BP} \times (1 + \gamma_k^{BP}) \times (1 + \gamma_k^{MP}) \right] \times TW_{URT,t}^{ORD}$$

com:

k Rede de distribuição k

i Opção tarifária i

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^{ORD}$ Proveitos a facturar pelos operadores das redes de distribuição por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano gás t

$\tilde{R}_{URT,t}^{ORDk}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes, previstos para o ano gás t

$\tilde{R}_{URT,t}^{f,ORDk}$ Proveitos a facturar pelo operador da rede de distribuição k por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes, previstos para o ano gás t

$W_{k_i,t}^{MP}$ Energia em períodos de ponta das entregas a clientes em MP do operador da rede de distribuição k , da opção tarifária i , prevista para o ano gás t

$W_{k_i,t}^{MP}$ Energia das entregas a clientes em MP do operador da rede de distribuição k , da opção tarifária i , prevista para o ano gás t

| | |
|---------------------------|---|
| $WP_{k,t}^{BP}$ | Energia em períodos de ponta das entregas a clientes em BP do operador da rede de distribuição k , da opção tarifária i , prevista para o ano gás t |
| $W_{k,t}^{BP}$ | Energia das entregas a clientes em BP do operador da rede de distribuição k , da opção tarifária i , prevista para o ano gás t |
| $\Delta TW_{URT,t}^{ORD}$ | Acréscimo do preço da energia em períodos de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores da rede de distribuição, no ano gás t |
| $TW_{URT,t}^{ORD}$ | Preço de energia da tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores da rede de distribuição, no ano gás t |
| γ_k^{MP} | Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos em MP na rede de distribuição k |
| γ_k^{BP} | Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos em BP na rede de distribuição k . |

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

A estrutura dos preços de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição coincide com a estrutura dos custos incrementais de energia na rede de transporte prevista no Artigo 109.º, já abordada no ponto 4.3.2.

Para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte, apresentadas no Quadro 4-15, consideraram-se como quantidades as energias das entregas a clientes em cada rede de distribuição, por período tarifário, previstas para o ano gás 2008-2009, devidamente ajustadas para perdas e autoconsumos e referidas à saída da RNTGN ou, no caso das redes de distribuição abastecidas a partir de GNL, referidas à entrada da respectiva rede de distribuição. Para entregas a clientes com periodicidade de leitura superior a um mês, consideraram-se perfis de consumo.

Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

| USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR PELOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO | | | | | |
|--|---------|-----------|-----------------------|---------------|-----------|
| Tarifas | Leitura | Escalão | (m ³ /ano) | Energia | |
| | | | | Fora de Ponta | Ponta |
| | | | | (EUR/kWh) | (EUR/kWh) |
| URT _{ORD} | | | | 0,0000272 | 0,0016229 |
| MP | Diária | | | 0,0000272 | 0,0016229 |
| | Mensal | | | 0,0000272 | 0,0016229 |
| BP> | Diária | | | 0,0000272 | 0,0016229 |
| | Mensal | | | 0,0000272 | 0,0016229 |
| BP< | Outra | Escalão 1 | | 0,0015554 | |
| | | Escalão 2 | | 0,0015556 | |
| | | Escalão 3 | | 0,0015564 | |
| | | Escalão 4 | | 0,0015575 | |

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.

4.4.3 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição, devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos.

Conforme decorre do Artigo 113º do RT, os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão, para os níveis de pressão a jusante e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, tendo por base os perfis de consumo, dos preços calculados de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{URD,t}^{ORD} = \sum_k \tilde{R}_{URD,t}^{ORDk} = \sum_k \tilde{R}_{URD,t}^{ORDk}$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{ORDk} = \tilde{R}_{URD_{MP,t}}^{ORDk} + \tilde{R}_{URD_{BP,t}}^{ORDk}$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,t}^{ORD}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, dos operadores da rede de distribuição, previstos para o ano gás t

$\tilde{R}_{URD,t}^{ORDk}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador da rede de distribuição k , previstos para o ano gás t

$\tilde{R}_{URD,t}^{ORDk}$ Proveitos a facturar pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t

$\tilde{R}_{URD,MP,t}^{ORDk}$ Proveitos a facturar pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, previstos para o ano gás t

$\tilde{R}_{URD,BP,t}^{ORDk}$ Proveitos a facturar pelo operador da rede de distribuição k , por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP, previstos para o ano gás t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URD,MP,t}^{ORDk} = & \sum_i \left(Cu_{k,i,t}^{MP} \times TCu_{MP,t}^{URD} + Wp_{k,i,t}^{MP} \times \Delta TWp_{MP,t}^{URD} + W_{k,i,t}^{MP} \times TW_{MP,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_L \sum_i NC_{k,L,i,t}^{MP} \times TF_{MPL,t}^{URD} + \\ & + \sum_i \left[Wp_{k,i,t}^{BP} \times \left(TCu_{MP,t}^{URD} \times \delta_k + \Delta TWp_{k,MP,t}^{URD} \right) + W_{k,i,t}^{BP} \times TW_{MP,t}^{URD} \right] \times \left(1 + \gamma_k^{BP} \right) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URD,BP,t}^{ORDk} = & \sum_i \left(Cu_{k,i,t}^{BP>} \times TCu_{BP>,t}^{URD} + Wp_{k,i,t}^{BP>} \times \Delta TWp_{BP>,t}^{URD} + W_{k,i,t}^{BP>} \times TW_{BP>,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_i \left(Cu_{k,i,t}^{BP<} \times TCu_{BP<,t}^{URD} + Wp_{k,i,t}^{BP<} \times \Delta TWp_{BP<,t}^{URD} + W_{k,i,t}^{BP<} \times TW_{BP<,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_L \sum_i \left(NC_{k,L,i,t}^{BP>} \times TF_{BP>,t}^{URD} \right) + \sum_L \sum_i \left(NC_{k,L,i,t}^{BP<} \times TF_{BP<,t}^{URD} \right) \end{aligned}$$

com:

i Opções tarifárias i de cada nível de pressão MP e BP

L Tipo de sistema de medição ou periodicidade de leitura L ($L=D, M$ e O)

k Rede de distribuição k

em que, com $m = MP, BP>$ e $BP<$:

| | |
|--------------------------|--|
| $TCu_{m,t}^{URD}$ | Preço da capacidade utilizada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, no nível de pressão ou tipo de fornecimento m , no ano gás t |
| $\Delta TWp_{m,t}^{URD}$ | Acréscimo de preço da energia em períodos de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, no nível de pressão ou tipo de fornecimento m , no ano gás t |
| $TW_{k,m,t}^{URD}$ | Preço de energia da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, no nível de pressão ou tipo de fornecimento m , no ano gás t |
| $TF_{mL,t}^{URD}$ | Preço do termo fixo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, no nível de pressão ou tipo de fornecimento m , na opção de leitura L , no ano gás t |
| $Cu_{k,i,t}^m$ | Capacidade utilizada das entregas a clientes do nível de pressão ou tipo de fornecimento m , do operador da rede distribuição k , da opção tarifária i , previstas para o ano gás t |
| $WP_{k,i,t}^m$ | Energia em períodos de ponta das entregas a clientes do nível de pressão ou tipo de fornecimento m , do operador da rede distribuição k , da opção tarifária i , previstas para o ano gás t |
| $W_{k,i,t}^m$ | Energia das entregas a clientes do nível de pressão ou tipo de fornecimento m , do operador da rede distribuição k , da opção tarifária i , previstas para o ano gás t |
| $NC_{kL,i,t}^m$ | Número de clientes ligados à rede de distribuição, do operador da rede distribuição k , no nível de pressão ou tipo de fornecimento m , na opção de leitura L , no ano gás t |
| γ_k^m | Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, no nível de pressão ou tipo de fornecimento m , para o operador da rede de distribuição k |
| δ_k | Factor que relaciona, por efeito de simultaneidade, a energia em períodos de ponta entregue a clientes da rede de distribuição em BP com a capacidade diária máxima do ano em cada ponto de ligação da rede de BP à rede de MP , na rede de distribuição k . |

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

No Quadro 4-16 apresentam-se os custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Distribuição apresentados no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2008-2009”. Estes custos incrementais asseguram uma estrutura das receitas a recuperar no termo de capacidade de 80% e nos restantes termos de 20%, em linha com as práticas internacionais.

Quadro 4-16 - Custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por variável de facturação

| | CI _{CU} (€/MWh/dia) | CI _W (€/MWh) | CI _{WP} (€/MWh) | CI _{TF} troço periférico (€/mês) | CI _{TF} leitura diária (€/mês) | CI _{TF} leitura mensal (€/mês) | CI _{TF} leitura > mensal (€/mês) |
|---------|---------------------------------|----------------------------|-----------------------------|--|--|--|--|
| URD MP | 20,41 | 0,0066 | 0,2757 | 150,00 | 2,70 | 2,70 | n.a. |
| URD BP> | 21,64 | 0,0375 | 2,0159 | 50,00 | 0,43 | 0,43 | n.a. |
| URD BP< | 21,64 | 0,0375 | 3,3676 | 0,00 | n.a. | n.a. | 0,22 |

CI_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

CI_W: Custo incremental de energia

CI_{WP}: Custo incremental de energia em período de ponta

CI_{TF} troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CI_{TF} leitura diária/mensal/> mensal: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

Conforme a estrutura de custos incrementais apurada e com base nos proveitos permitidos para a actividade de Uso de Rede de Distribuição, determinou-se o factor de escala (1,35) a aplicar a esses custos incrementais.

4.4.3.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição em MP às entregas em MP e BP apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 4-17 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP | | | | | | | | |
|-----------------------------------|---------|-----------|-------------------------------|----------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------|---|
| Tarifas | Leitura | Escalação | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês |
| | | | | Leitura | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | |
| | | | | Diária (€/mês) | Mensal (€/mês) | | | |
| URD _{MP} | | | | 204,70 | 204,70 | 0,00000657 | 0,00037122 | 0,027490 |
| MP | Diária | | | 204,70 | | 0,00000657 | 0,00037122 | 0,027490 |
| | Mensal | | 10.000 - 100.000 ≥ 100.001 | | 379,64 295,57 | 0,00240570 0,00440496 | 0,00277034 0,00476961 | |
| BP> | Diária | | | | | 0,00000657 | 0,00310503 | |
| | Mensal | | 10.000 - 100.000 | | | 0,00000657 | 0,00310503 | |
| BP< | Outra | Escalão 1 | 0 - 220 | | | 0,00297404 | | |
| | | Escalão 2 | 221 - 500 | | | 0,00297445 | | |
| | | Escalão 3 | 501 - 1.000 | | | 0,00297603 | | |
| | | Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | | | 0,00297816 | | |

4.4.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição em BP > às entregas em BP> apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de URD em BP >

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---------|---------|-----------------------|----------------------|--------|--------------------------|------------------|---|
| Tarifas | Leitura | Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês |
| | | | | Leitura | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | |
| | | | | Diária | Mensal | | | |
| | | | | (€/mês) | | | | |
| URD _{BP>} | | | | 67,76 | 67,76 | 0,00003751 | 0,00271476 | 0,029144 |
| BP> | Diária | | | 67,76 | | 0,00003751 | 0,00271476 | 0,029144 |
| | | | | | | | | |
| | Mensal | | 10.000 - 100.000 | | 203,77 | 0,00283533 | 0,00551258 | |
| | | | ≥ 100.001 | | 147,10 | 0,00470054 | 0,00737779 | |

4.4.3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <

Os preço das tarifa de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição em BP < às entregas em BP< apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 4-19 - Preços da tarifa de URD em BP <

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP < | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---------|-----------|-----------------------|----------------------|--------|--------------------------|------------------|---|
| Tarifas | Leitura | Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês |
| | | | | Leitura | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | |
| | | | | Diária | Mensal | | | |
| | | | | (€/mês) | | | | |
| URD _{BP<} | | | | | 0,22 | 0,00003751 | 0,00453508 | 0,029144 |
| BP< | Outra | Escalão 1 | 0 - 220 | | 0,22 | | 0,03737725 | |
| | | Escalão 2 | 221 - 500 | | 0,22 | | 0,03545807 | |
| | | Escalão 3 | 501 - 1.000 | | 0,74 | | 0,02833082 | |
| | | Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | | 2,38 | | 0,02516011 | |

4.5 TARIFAS POR ACTIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

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

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista aos comercializadores de último recurso, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, recuperando os custos que lhe estão associados.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Energia para o primeiro trimestre do ano gás 2008-2009 (terceiro trimestre de 2008) da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 4-20 - Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso

| ENERGIA | (EUR/kWh) |
|---|------------------|
| Comercializadores de último recurso retalhistas | 0,02122699 |

4.5.2 TARIFA DE ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

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

Os preços da tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes para o primeiro trimestre do ano gás 2008-2009 (terceiro trimestre de 2008), apresentados no quadro seguinte, são os que resultam da conversão dos preços calculados segundo ponto 2 do Artigo 102.º do Regulamento Tarifário; para os vários níveis de pressão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 4-21 - Tarifa de Energia da Comercialização de último recurso a grandes clientes

| ENERGIA | (EUR/kWh) |
|----------------|------------------|
| Alta Pressão | 0,02122699 |
| Média Pressão | 0,02122699 |

Ao abrigo dos artigos 21.º e 25.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 2 milhões de m³ (n) podem optar pelas tarifas de Média Pressão. Como tal, aos grandes clientes do comercializador de último recurso grossista apenas se aplicam tarifas em Média e Alta Pressão.

4.5.3 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

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

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização de último recurso a grandes clientes:

Quadro 4-22 - Tarifa de Comercialização da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes

| COMERCIALIZAÇÃO | PREÇOS |
|--------------------------------|----------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 2.351,81 |

4.6 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

4.6.1 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

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

Os preços da tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso retalhista para o primeiro trimestre do ano gás 2008-2009 (terceiro trimestre de 2008), apresentados no quadro seguinte, são os que resultam da conversão dos preços calculados segundo ponto 2 do Artigo 104.º do Regulamento Tarifário para os vários níveis de pressão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos. A tarifa de Energia aplicável aos consumidores de Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é anual. A tarifa de Energia aplicável aos restantes fornecimentos está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 4-23 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas

| ENERGIA | (EUR/kWh) |
|---------------------------------------|------------------|
| Média Pressão | 0,02122699 |
| Baixa Pressão > 10 000 m ³ | 0,02122699 |
| Baixa Pressão < 10 000 m ³ | 0,02153021 |

4.6.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Nos termos do Regulamento Tarifário, as tarifas de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista aos fornecimentos de gás natural aos seus clientes, devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso retalhista, recuperando os custos que lhe estão associados.

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

As tarifas de Comercialização são compostas por um termo tarifário fixo, definido em euros por mês, com preços diferenciados entre clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (n) e entre clientes com consumos superiores a 10 000 m³ (n).

No documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2008-2009” apresenta-se um racional para a determinação da relação entre os custos médios de Comercialização em BP < e de Comercialização em BP >. Os preços das respectivas tarifas de Comercialização são determinados, aplicando-se um factor de escala comum a ambos os custos médios, para que o produto entre os preços e o número de clientes dos comercializadores retalhistas proporcione o montante de proveitos permitidos a cada comercializador de último recurso retalhista.

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP< PARA CONSUMOS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³ (N) POR ANO

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

Quadro 4-24 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 (n) por ano

| COMERCIALIZAÇÃO | PREÇOS |
|--------------------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 2,34 |

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS SUPERIORES A 10 000 m³ (n) POR ANO E INFERIORES A 2 MILHÕES DE m³ (n) POR ANO

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização de último recurso retalhista consumos superiores a 10 000 m³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m³ (n) por ano:

Quadro 4-25 - Tarifa de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m³ (n) por ano

| COMERCIALIZAÇÃO | PREÇOS |
|--------------------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 10,28 |

4.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso a vigorarem no ano gás 2008-2009.

4.7.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

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

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

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais é implementada de forma gradual para os clientes de BP < 10 000 m³ ano, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida no Regulamento Tarifário através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 120.º, o qual estabelece a

convergência gradual para os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, através de um mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.

Para os restantes clientes as tarifas de Venda Clientes Finais a aplicar são totalmente aditivas. Neste ano gás, o princípio da limitação de acréscimos é assegurado através da disponibilização em opção de tarifas de Venda a Clientes Finais obtidas com base nas que se encontram actualmente em vigor. Estas tarifas transitórias apresentam um acréscimo tarifário igual em todos os termos de facturação.

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais com base em tarifas aditivas e o processo de convergência para as mesmas é descrita no documento “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2008-2009”.

4.7.2 TARIFAS A VIGORAR NO ANO GÁS 2008-2009

4.7.2.1 Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista

As tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no ano gás 2008-2009 apresentam-se nos quadros seguintes.

Relativamente às tarifas transitórias, tarifa A e tarifa B, a vigorarem no ano gás 2008-2009, mantêm-se em vigor os valores dos descontos, em preço unitário, praticados no momento de publicação das novas tarifas.

Note-se que ao abrigo dos artigos 21.º e 25.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 2 milhões de m³ (n) podem optar pelas tarifas de Média Pressão. Como tal, aos grandes clientes do comercializador de último recurso grossista apenas se aplicam tarifas em Média e Alta Pressão.

Para além da publicação do termo tarifário fixo em euros por mês, a ERSE publica o referido termo fixo mensal em euros por dia, de modo a facilitar a facturação, quando o mês não é constituído por exactamente trinta dias.

Na linha da sugestão apresentada pelo Conselho Tarifário no seu parecer, a ERSE adoptou dois escalões de consumo para as tarifas de Venda a Clientes Finais com leitura mensal. Estes escalões correspondem a consumos entre 10 000 m³ a 100 000 m³ por ano e mais de 100 000 m³ por ano.

NOVAS TARIFAS NACIONAIS

Quadro 4-26 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM ALTA PRESSÃO | | | | | TRANSGÁS |
|--|---------------------------------|--------------------------|------------------|--|---------------------------------|
| Leitura | Termo tarifário fixo (€/mês) | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês) | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | | |
| Díaria | 2.351,81 | 0,021482 | 0,021715 | 0,028806 | 77,3199 |

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO > 2.000.000 m ³ POR ANO | | | | | TRANSGÁS |
|--|---------------------------------|--------------------------|------------------|--|---------------------------------|
| Leitura | Termo tarifário fixo (€/mês) | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês) | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | | |
| Díaria | 2.556,51 | 0,021509 | 0,023469 | 0,027490 | 84,0498 |

TARIFAS TRANSITÓRIAS

Quadro 4-27 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MP > 2.000.000 m ³ POR ANO | | | | TRANSGÁS |
|--|----------|--|--|---------------------------------|
| Tarifa | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês) | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | (€/kWh) | | | |
| Tarifa A | 0,023268 | | 0,037668 | |
| Tarifa B | 0,023201 | | 0,037668 | |
| Carris/STCP | 0,042364 | | | |

4.7.2.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

As tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas a vigorarem no ano gás 2008-2009 apresentam-se nos quadros seguintes.

Relativamente às tarifas transitórias – tarifa Base, A e Cogeração – a vigorarem no ano gás 2008-2009, mantêm-se em vigor os valores dos descontos, em preço unitário, praticados no momento da publicação das novas tarifas.

4.7.2.2.1 FORNECIMENTOS SUPERIORES A 10 000 m³

TARIFAS NACIONAIS

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m ³ POR ANO | | | | | | |
|---|-----------------------|---------------------------------|--------------------------|------------------|--|---------------------------------|
| Leitura | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo (€/mês) | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês) | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | | |
| Diária | | 78,04 | 0,021546 | 0,028918 | 0,029144 | 2,5658 |
| Mensal | 10.000 - 100.000 | 157,38 | 0,026209 | 0,033581 | | 5,1742 |
| | ≥ 100.001 | 214,05 | 0,024344 | 0,031715 | | 7,0373 |

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO | | | | | | |
|---|-----------------------|---------------------------------|--------------------------|------------------|--|---------------------------------|
| Leitura | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo (€/mês) | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês) | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | | |
| Diária | | 214,98 | 0,021509 | 0,023469 | 0,027490 | 7,0678 |
| Mensal | 10.000 - 100.000 | 305,85 | 0,025907 | 0,027867 | | 10,0554 |
| | ≥ 100.001 | 389,92 | 0,023908 | 0,025868 | | 12,8193 |

TARIFAS TRANSITÓRIAS

Quadro 4-29 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009 a aplicar pela Beiragás, Dianagás, Duriensegás, LisboaGás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgas, Setgás e Tagusgás

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO | | | | | | | |
|---|-----------|-----------------------|---------------------------------|--------------------------|------------------|--|---------------------------------|
| Tarifa | Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo (€/mês) | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês) | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | | | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | | |
| Tarifa Base | Escalão 1 | 10.000 - 50.000 | 19,08 | | 0,043149 | | 0,6273 |
| | Escalão 2 | 50.001 - 100.000 | 58,14 | | 0,041654 | | 1,9116 |
| | Escalão 3 | 100.001 - 350.000 | 149,49 | | 0,040305 | | 4,9147 |
| | Escalão 4 | 350.001 - 750.000 | 307,28 | | 0,037134 | | 10,1023 |
| | Escalão 5 | 750.001 - 1.250.000 | 431,76 | | 0,034222 | | 14,1948 |
| | Escalão 6 | 1.250.001 - 1.750.000 | 581,26 | | 0,032294 | | 19,1099 |
| | Escalão 7 | 1.750.001 - 2.000.000 | 1.025,80 | | 0,030194 | | 33,7249 |
| Tarifa A | Escalão 3 | 100.001 - 350.000 | 149,49 | | | | 4,9147 |
| | Escalão 4 | 350.001 - 750.000 | 307,28 | | | | 10,1023 |
| | Escalão 5 | 750.001 - 1.250.000 | 431,76 | | 0,036063 | | 14,1948 |
| | Escalão 6 | 1.250.001 - 1.750.000 | 581,26 | | | | 19,1099 |
| | Escalão 7 | 1.750.001 - 2.000.000 | 1.025,80 | | | | 33,7249 |
| Tarifa Cogeração | | | | | 0,033844 | 0,047961 | |

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO | | | | | | |
|--|-----------|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|----------------------|
| Tarifa | Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Capacidade Utilizada | Termo tarifário fixo |
| | | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/kWh/dia)/mês) | (€/dia) |
| Tarifa Base | Escalão 1 | 10.000 - 50.000 | 19,08 | 0,043149 | | 0,6273 |
| | Escalão 2 | 50.001 - 100.000 | 58,14 | 0,041654 | | 1,9116 |
| | Escalão 3 | 100.001 - 350.000 | 149,49 | 0,040305 | | 4,9147 |
| | Escalão 4 | 350.001 - 750.000 | 307,28 | 0,037134 | | 10,1023 |
| | Escalão 5 | 750.001 - 1.250.000 | 431,76 | 0,034222 | | 14,1948 |
| | Escalão 6 | 1.250.001 - 1.750.000 | 581,26 | 0,032294 | | 19,1099 |
| | Escalão 7 | 1.750.001 - 2.000.000 | 1.025,80 | 0,030194 | | 33,7249 |
| Tarifa A | Escalão 3 | 100.001 - 350.000 | 149,49 | 0,036063 | | 4,9147 |
| | Escalão 4 | 350.001 - 750.000 | 307,28 | | | 10,1023 |
| | Escalão 5 | 750.001 - 1.250.000 | 431,76 | | | 14,1948 |
| | Escalão 6 | 1.250.001 - 1.750.000 | 581,26 | | | 19,1099 |
| | Escalão 7 | 1.750.001 - 2.000.000 | 1.025,80 | | | 33,7249 |
| Tarifa Cogeração | | | | 0,033844 | 0,047961 | |

Quadro 4-30 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos superiores a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009 a aplicar pela Dourogás

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO | | | | | | | DOUROGÁS |
|---|-----------|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|----------------------|----------|
| Tarifa | Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Capacidade Utilizada | Termo tarifário fixo | |
| | | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/kWh/dia)/mês) | (€/dia) | |
| Tarifa Base | Escalão 1 | 10.000 - 20.000 | 15,09 | 0,046918 | | 0,4961 | |
| | Escalão 2 | 20.001 - 50.000 | 32,70 | 0,044878 | | 1,0750 | |
| | Escalão 3 | 50.001 - 100.000 | 65,39 | 0,042394 | | 2,1499 | |
| | Escalão 4 | 100.001 - 350.000 | 125,76 | 0,040260 | | 4,1345 | |
| | Escalão 5 | 350.001 - 750.000 | 251,51 | 0,038185 | | 8,2689 | |
| | Escalão 6 | 750.001 - 1.250.000 | 402,42 | 0,034621 | | 13,2303 | |
| | Escalão 7 | 1.250.001 - 1.750.000 | 503,03 | 0,032262 | | 16,5379 | |
| | Escalão 8 | 1.750.001 - 2.000.000 | 838,38 | 0,029782 | | 27,5632 | |
| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO | | | | | | | DOUROGÁS |
| Tarifa | Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Capacidade Utilizada | Termo tarifário fixo | |
| | | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/kWh/dia)/mês) | (€/dia) | |
| Tarifa Base | Escalão 1 | 10.000 - 20.000 | 15,09 | 0,046918 | | 0,4961 | |
| | Escalão 2 | 20.001 - 50.000 | 32,70 | 0,044878 | | 1,0750 | |
| | Escalão 3 | 50.001 - 100.000 | 65,39 | 0,042394 | | 2,1499 | |
| | Escalão 4 | 100.001 - 350.000 | 125,76 | 0,040260 | | 4,1345 | |
| | Escalão 5 | 350.001 - 750.000 | 251,51 | 0,038185 | | 8,2689 | |
| | Escalão 6 | 750.001 - 1.250.000 | 402,42 | 0,034621 | | 13,2303 | |
| | Escalão 7 | 1.250.001 - 1.750.000 | 503,03 | 0,032262 | | 16,5379 | |
| | Escalão 8 | 1.750.001 - 2.000.000 | 838,38 | 0,029782 | | 27,5632 | |

Quadro 4-31 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos superiores a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009 a aplicar pela Portgás

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO | | | | | | PORTGÁS |
|---|-----------|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|----------------------|
| Tarifa | Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Capacidade Utilizada | Termo tarifário fixo |
| | | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/kWh/dia)/mês | (€/dia) |
| Tarifa Base | Escalão 1 | 10.000 - 80.000 | 48,22 | 0,040640 | | 1,5852 |
| | Escalão 2 | 80.001 - 350.000 | 48,22 | 0,034640 | | 1,5852 |
| | Escalão 3 | 350.001 - 2.000.000 | 48,22 | 0,024600 | | 1,5852 |

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO | | | | | | PORTGÁS |
|--|-----------|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|----------------------|
| Tarifa | Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Capacidade Utilizada | Termo tarifário fixo |
| | | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/kWh/dia)/mês | (€/dia) |
| Tarifa Base | Escalão 1 | 10.000 - 80.000 | 48,22 | 0,040640 | | 1,5852 |
| | Escalão 2 | 80.001 - 350.000 | 48,22 | 0,034640 | | 1,5852 |
| | Escalão 3 | 350.001 - 2.000.000 | 48,22 | 0,024600 | | 1,5852 |

4.7.2.2.2 FORNECIMENTOS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

BEIRAGÁS

Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | | BEIRAGÁS |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|----------|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo | |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) | |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 2,14 | 0,069057 | 0,0704 | |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 3,30 | 0,061771 | 0,1083 | |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 5,61 | 0,045904 | 0,1844 | |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 5,61 | 0,045904 | 0,1844 | |

DIANAGÁS**Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009**

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | DIANAGÁS |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|
| Escalação | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 2,55 | 0,064387 | 0,0838 |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 2,94 | 0,061766 | 0,0966 |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 4,04 | 0,054641 | 0,1327 |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 6,03 | 0,049780 | 0,1981 |

DOUROGÁS**Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009**

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | DOUROGÁS |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|
| Escalação | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 2,55 | 0,063685 | 0,0838 |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 2,55 | 0,062296 | 0,0838 |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 3,08 | 0,054641 | 0,1012 |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 4,72 | 0,051474 | 0,1551 |

DURIENSEGÁS**Quadro 4-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009**

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | DURIENSEGÁS |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|
| Escalação | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 2,55 | 0,063750 | 0,0838 |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 2,61 | 0,061766 | 0,0857 |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 3,22 | 0,054641 | 0,1059 |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 4,91 | 0,050515 | 0,1615 |

LISBOAGÁS

Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | LISBOAGÁS | |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|--|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo | |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) | |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 1,65 | 0,067886 | 0,0542 | |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 2,63 | 0,063399 | 0,0864 | |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 5,65 | 0,047449 | 0,1856 | |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 5,65 | 0,047449 | 0,1856 | |

MEDIGÁS

Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | MEDIGÁS | |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|--|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo | |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) | |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 2,55 | 0,064043 | 0,0838 | |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 2,90 | 0,061766 | 0,0953 | |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 3,95 | 0,054641 | 0,1299 | |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 5,91 | 0,049322 | 0,1942 | |

LUSITANIAGÁS

Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | LUSITANIAGÁS | |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|--|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo | |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) | |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 1,65 | 0,067549 | 0,0542 | |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 1,65 | 0,067549 | 0,0542 | |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 6,03 | 0,049503 | 0,1981 | |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 6,37 | 0,048448 | 0,2094 | |

PAXGÁS**Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009**

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | PAXGÁS |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 2,55 | 0,064329 | 0,0838 |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 2,92 | 0,061766 | 0,0961 |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 4,00 | 0,054641 | 0,1315 |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 5,98 | 0,049783 | 0,1964 |

PORTGÁS**Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009**

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | PORTGÁS |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 1,77 | 0,067071 | 0,0582 |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 3,98 | 0,055984 | 0,1309 |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 5,48 | 0,051147 | 0,1801 |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 10,87 | 0,042334 | 0,3575 |

SETGÁS**Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009**

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | SETGÁS |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------------------|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | Termo tarifário fixo |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | (€/dia) |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 1,65 | 0,069265 | 0,0542 |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 1,65 | 0,069265 | 0,0542 |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 5,84 | 0,046938 | 0,1919 |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 5,84 | 0,046938 | 0,1920 |

TAGUSGÁS

Quadro 4-42 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso retalhista para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO | | | | TAGUSGÁS | |
|---|-----------------------|----------------------|----------|----------|----------------------|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo | Energia | | Termo tarifário fixo |
| | | (€/mês) | (€/kWh) | | (€/dia) |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 2,09 | 0,067412 | | 0,0687 |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 3,32 | 0,061766 | | 0,1092 |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 5,62 | 0,046927 | | 0,1849 |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 5,62 | 0,046927 | | 0,1849 |

4.8 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem no ano gás 2008-2009.

4.8.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas em alta pressão.

Quadro 4-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO | | | | |
|--|---------------|----------|----------------------|----------------------|
| Leitura | Energia | | Capacidade Utilizada | Termo tarifário fixo |
| | Fora de Ponta | Ponta | | |
| | (€/kWh) | (€/kWh) | (€/kWh/dia)/mês | (€/dia) |
| Diária | 0,000255 | 0,000488 | 0,028806 | |

Quadro 4-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas internacionais a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA ENTREGAS INTERNACIONAIS | | | | |
|---|---------------|----------|----------------------|----------------------|
| Leitura | Energia | | Capacidade Utilizada | Termo tarifário fixo |
| | Fora de Ponta | Ponta | | |
| | (€/kWh) | (€/kWh) | (€/kWh/dia)/mês | (€/dia) |
| Diária | 0,000255 | 0,000488 | 0,022214 | |

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.

4.8.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas em média e baixa pressão.

Quadro 4-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO | | | | | | |
|---|-----------------------|------------------------------|-----------------------|---------------|---------------------------------------|------------------------------|
| Leitura | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo (€/mês) | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês) | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | | |
| Diária | | 204,70 | 0,000282 | 0,002242 | 0,027490 | 6,7299 |
| Mensal | 10.000 - 100.000 | 295,57 | 0,004680 | 0,006640 | | 9,7174 |
| | ≥ 100.001 | 379,64 | 0,002681 | 0,004641 | | 12,4814 |

Quadro 4-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10.000 m³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO | | | | | |
|---|-----------------------|------------------------------|----------|--|------------------------------|
| Escalão | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo (€/mês) | Energia | | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | | | (€/kWh) | | |
| Escalão 1 | 0 - 220 | 0,22 | 0,042155 | | 0,0071 |
| Escalão 2 | 221 - 500 | 0,22 | 0,040236 | | 0,0071 |
| Escalão 3 | 501 - 1.000 | 0,74 | 0,033111 | | 0,0244 |
| Escalão 4 | 1.001 - 10.000 | 2,38 | 0,029944 | | 0,0783 |

Quadro 4-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2008-2009

| TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO | | | | | | |
|--|-----------------------|------------------------------|-----------------------|---------------|---------------------------------------|------------------------------|
| Leitura | (m ³ /ano) | Termo tarifário fixo (€/mês) | Energia | | Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês) | Termo tarifário fixo (€/dia) |
| | | | Fora de Ponta (€/kWh) | Ponta (€/kWh) | | |
| Diária | | 67,76 | 0,000319 | 0,007691 | 0,029144 | 2,2278 |
| Mensal | 10.000 - 100.000 | 147,10 | 0,004982 | 0,012354 | | 4,8362 |
| | ≥ 100.001 | 203,77 | 0,003117 | 0,010488 | | 6,6994 |

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 perdas e autoconsumos relativos às infra-estruturas, até ao dia 15 de Dezembro de cada ano, devidamente justificadas.

Desta forma, os factores de ajustamentos 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.

Os factores de ajustamentos para perdas e autoconsumos são aplicados 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.

O ano de 2008 foi o segundo ano de apresentação à ERSE da proposta de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos às infra-estruturas.

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 ajustamentos 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 segundo 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 |
| Armazenamento Subterrâneo | 0,90 |

Nos pontos 1.1.1, 1.1.2 e 1.1.3 é apresentado um resumo das justificações para esta proposta de 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 uma proposta à ERSE de valores de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na rede nacional de transporte para o ano gás de 2008-2009.

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 duas 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.

A proposta de valores para o ano gás de 2008-2009 teve por base os valores de perdas e autoconsumos determinados para o ano de 2007. O regime de exploração no ano 2007 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 no ano de **2007** foram de **480 578 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.

O valor das perdas resultantes de autoconsumos verificados na RNTGN no ano **2007** foi de **51 797 558 kWh**.

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 a proposta de factor de compensação de perdas e autoconsumos na RNTGN para o ano gás de 2008-2009, 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 2007

| Parcela | 2007 |
|-------------------------------|----------------|
| Purgas e Fugas | 480 578 |
| Autoconsumos | 51 797 558 |
| Perdas totais | 52 278 136 |
| Saídas da RNTGN | 48 461 441 785 |
| Factor ajustamento (%) | 0,11 |

Valores em kWh

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 2008/2009 é o que resulta dos correspondentes valores contabilizados no ano civil de 2007 e cifra-se 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, resulta de purgas e queima GN que devem ser contabilizadas e utilizadas na determinação do factor de ajustamento de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura.

PURGAS E QUEIMA DE GN

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.

O valor das perdas resultantes de purgas e queima de gás natural no terminal no ano de **2007** foi de **221 946 kWh**, resultante de uma actividade de manutenção programada efectuada no dia 18 de Dezembro de 2007.

PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No Quadro 5-3 apresenta-se uma síntese do valor referido 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 a proposta de factor de compensação de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura para o ano gás 2008-2009, 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 2007

| Parcela | 2007 |
|-------------------------------|----------------|
| Purgas e queima de GN | 221 948 |
| Saídas do terminal | 32 159 367 380 |
| Factor ajustamento (%) | 0 |

Valores em kWh

O valor proposto para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos do terminal de GNL para o ano gás 2008-2009 corresponde ao valor contabilizado no ano civil de 2007, o qual corresponde a 0,00069% sobre o valor das saídas (GN e GNL), tendo a REN Gasodutos optado por simplificar este valor para 0%.

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 quatro 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 apresentam-se os valores apresentados no documento apresentado 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 ³ (n)/h |
| Pressão na rede de transporte | 65 bar |
| Pressão no parque de cavernas | 32 159 367 380 |
| Poder calorífico médio | 0 |

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 para o armazenamento subterrâneo 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 ³ (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 ocorridos durante o ano de 2007.

Quadro 5-7 - Dados reais disponíveis para a injeção

| Período | 2007 |
|----------------------------------|-------------|
| Autoconsumo | 6 678 311 |
| Gás injectado | 932 585 320 |
| Factor de ajustamento (%) | 0,72 |

Valores em kWh

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 do 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 no armazenamento subterrâneo típica os valores apresentado no Quadro 5-8.

Quadro 5-8 - Processo de extracção

| Variável | Valor |
|-------------------------------|--------------------------------|
| Caudal | 150 000 m ³ (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 ³ (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 1 10.

Quadro 5-10 - Factor de ajustamento

| Autoconsumo do processo | Valor |
|----------------------------------|--------------------------|
| Gás combustível para aquecimento | 178 m ³ (n)/h |
| Gás combustível para secagem | 125 m ³ (n)/h |
| Factor de ajustamento | 0,20% |

DADOS REAIS

No Quadro 5-11 apresenta-se o resumo dos dados disponíveis sobre o processo de extracção de gás natural no Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 5-11 - Dados reais de extracção

| Período | 2007 |
|----------------------------------|---------------|
| Autoconsumo | 1 068 307 |
| Gás injectado | 1 318 947 386 |
| Factor de ajustamento (%) | 0,08 |

Valores em kWh

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.

Em 2007, a movimentação global de gás natural nesta infra-estrutura é de 2 251 532 706 kWh, considerando os dois processos, injeção e extracção de gás natural. De acordo com o RARII, o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos aplica-se apenas ao processo de extracção, desta forma, a REN considerou apenas metade da movimentação global de gás natural para a determinação do factor para a compensação dos volumes de gás combustível utilizados pelo Armazenamento Subterrâneo em condição de Stand-By fixando em 0,02%, de acordo com o Quadro 1 12.

Quadro 5-12 - Autoconsumos em “Stand-by”

| Período | 2007 |
|----------------------------------|---------------|
| Autoconsumo | 272 522 |
| Gás movimentado | 1 125 766 353 |
| Factor de ajustamento (%) | 0,02 |

Valores em kWh

5.1.3.4 PURGAS DE GN

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efectuadas através de um sistema de depressurização (“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 que permita compensar esta parcela do autoconsumo.

5.1.3.5 PROPOSTA DA REN GASODUTOS, NA SUA QUALIDADE DE GESTOR TÉCNICOS DO SNGN

No Quadro 5-13 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, dos quais resulta o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos globais de acordo com os dados reais de utilização desta infra-estrutura.

Quadro 5-13 - Factor de ajustamento para o Armazenamento Subterrâneo

| Processo de injeção | Processo de extracção | Stand-By | Factor Global |
|---------------------|-----------------------|----------|---------------|
| 0,72% | 0,08% | 0,02% | 0,82% |

O ano de 2007 foi o primeiro ano de utilização plena do armazenamento subterrâneo pois, apenas em 2006 o parque das 4 cavernas foi finalizado. De forma a salvaguardar regimes de operação mais exigentes, para os quais a REN ainda não tem experiência consistente para todo o actual parque de cavernas, nomeadamente, não só em termos do rácio de compressão e caudal de injeção, mas também relativamente a ciclos completos entre as pressões máxima e mínima de funcionamento, o valor proposto pela REN gasodutos para o factor de ajustamento para de perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo para o ano gás 2008-2009 é 0,90%, ligeiramente superior ao real verificado em 2007.

5.1.4 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Dando cumprimento ao n.º7 do artigo 18.º do RARII o operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em coordenação com os operadores das redes de distribuição, propôs como factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição os valores apresentados no Quadro 5-14.

Quadro 5-14 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição

| Período | 2007 |
|--|------|
| Rede de Distribuição | 0,39 |
| Unidades Autónomas de Gás Natural (UAG) usando tecnologia de vaporização forçada | 2,7 |
| Unidades Autónomas de Gás Natural (UAG) usando tecnologia de vaporização atmosférica | 1,7 |

O factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na rede de distribuição proposto pela REN Gasodutos e pelos operadores de redes de distribuição é de 0,39%, sendo justificado na base de que corresponde ao valor mais conservativo, previsto na regulamentação espanhola em vigor.

Relativamente às UAG a proposta distingue as duas tecnologias de vaporização actualmente adoptadas nas UAG do SNGN.

Para as UAG com vaporização forçada é proposto um factor de ajustamento para perdas e autoconsumos de 2,7%, o qual se deve aos autoconsumos de gás natural inerentes ao processo de regaseificação. A regaseificação é efectuada num permutador de calor, utilizando a água como fluido térmico, aquecida em caldeiras a gás natural proveniente da própria UAG.

Para as UAG com vaporização atmosférica a regaseificação é efectuada numa bateria de vaporizadores atmosféricos em série com um permutador de calor de água quente. Nesta tecnologia, o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos proposto é de 1,7%, substancialmente inferior ao proposto para as UAG com vaporização forçada.

Independentemente da tecnologia de vaporização adoptada nas UAG - vaporização atmosférica ou vaporização forçada – o fornecimento de gás natural às caldeiras de água quente é medido. Assim o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nas UAG resulta da relação entre o gás natural consumido nas caldeiras e o somatório entre este valor e o emitido para a rede de distribuição.

5.2 ANÁLISE DA PROPOSTA DA REN GASODUTOS

5.2.1 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTGN

De acordo com o exposto as perdas e autoconsumos na RNTGN são compostas por duas parcelas: “os autoconsumos” e as “purgas e fugas”. Importa salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Com efeito, no ano 2007 e anteriores (2005 e

2006), constatou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99%) das perdas e autoconsumos verificadas na RNTGN.

Os autoconsumos dependem da pressão, temperatura e composição química do gás natural, da temperatura ambiente e, fundamentalmente, dos caudais de gás natural processados nas estações de regulação e medida. Considerando variações pouco acentuadas nas propriedades do gás natural, a montante das estações de regulação e medida, é expectável uma relação de proporcionalidade entre os autoconsumos e o gás natural processado nas estações de regulação e medida. Tendo em conta que as perdas e autoconsumos na RNTGN são quase exclusivamente “autoconsumos”, o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos reflecte a referida relação de proporcionalidade. Assim, o valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2008-2009, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN é o mesmo que o aprovado pela ERSE para o ano gás 2007-2008 – 0,11%.

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.

5.2.2 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE GNL

O factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é obtido da relação entre as “purgas e queimas de gás natural” e as saídas de gás natural (GN e GNL) do terminal. As “purgas e queimas de gás natural” são motivadas por intervenções ocasionais (manutenção programada), sendo muito pouco significativas face às saídas de gás natural do terminal de GNL. Assim, o valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2008-2009, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é o mesmo que o aprovado pela ERSE para o ano gás 2007-2008 - 0,00%.

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.

5.2.3 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, *stand by*. A REN Gasodutos determina estes factores recorrendo a formulação teórica, sustentando-a com dados reais.

O valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2008-2009, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo de gás natural – 0,90% - é inferior ao proposto pela REN Gasodutos e aprovado pela ERSE para o ano gás 2007-2008 – 1,00%.

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

A proposta da REN Gasodutos e dos operadores das redes de distribuição relativa aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição distingue o tipo de infra-estrutura: rede de distribuição, UAG com vaporização forçada e UAG com vaporização atmosférica.

Contudo, em relação aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição, a proposta recebida e analisada não cumpre com o disposto no n.º 6 do artigo 18.º do RARII, já que não apresenta valores diferenciados para as redes de distribuição em média pressão e para as redes de distribuição em baixa pressão. Por outro lado, o n.º 7 do artigo 18.º do RARII estipula que as propostas relativas aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, nas infra-estruturas do SNGN, deverão ser devidamente justificadas, facto que não ocorreu.

Apesar do parecer do Conselho Tarifário recomendar que se considere a proposta apresentada pela REN Gasodutos, a ERSE decide manter o valor de zero para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição em média pressão e em baixa pressão.

Esta posição da ERSE reforça a recomendação aos operadores das redes de distribuição para desenvolverem estudos de determinação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos das suas redes, que permitam esclarecer as dúvidas que persistem sobre a diferenciação dos valores a apresentar para as redes em média pressão e em baixa pressão e sustentar os valores que apresentem.

Por outro lado, as empresas reguladas não saem prejudicadas pela opção tomada já que, do ponto de vista do balanço de energia e em função dos dados concretos que irão ser recolhidos ao longo do ano gás, eventuais correcções são possíveis.

5.4 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRA-ESTRUTURAS DA RPGN

O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2008-2009.

Quadro 5-15 - Proposta da ERSE para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN

| Infra-estrutura | Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2007-2008 (%) |
|--|--|
| RNTGN | 0,11 |
| Terminal de GNL de Sines | 0 |
| Armazenamento subterrâneo | 0,9 |
| Rede de Distribuição em média pressão | 0 |
| Rede de Distribuição em baixa pressão | 0 |
| Redes de distribuição locais abastecidas a partir de Unidades Autónomas de Gás Natural (UAG) com tecnologia de vaporização forçada | 2,7 |
| Redes de distribuição locais abastecidas a partir de Unidades Autónomas de Gás Natural (UAG) com tecnologia de vaporização atmosférica | 1,7 |

6 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2008-2009

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 m³ (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, nesta fixação de preços não se 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 m³ (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 m³ (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 e os comercializadores de último recurso propuseram à ERSE a manutenção, no ano gás 2008-2009, dos preços aprovados pela ERSE para vigorarem entre 1 de Julho de 2007 e 30 de Junho de 2008.

Na comunicação dirigida à ERSE, estas empresas justificam a proposta apresentada com o facto de a mesma ser favorável aos clientes, uma vez que não procederam à actualização dos preços pela taxa de inflação prevista no ano gás 2008-2009.

O operador da rede de transporte informou a ERSE que, face ao reduzido número de pontos de entrega a locais de consumo em alta pressão, não consideram necessário a aplicação dos preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento previstos no artigo 54.º do RRC. Neste sentido, à semelhança do que tinha acontecido para o ano gás 2007-2008, o operador da rede de transporte não apresentou proposta para os preços destes serviços.

6.3 PROPOSTA DA ERSE PARA OS VALORES A VIGORAR NO ANO GÁS 2008-2009

Como referido no ponto 6.2, as empresas reguladas não apresentaram qualquer proposta de alteração dos preços vigentes, propondo a sua manutenção no ano gás 2008-2009.

Considerando que a manutenção dos preços representa, em termos reais, uma redução de preços para os clientes, a ERSE aceita, a título excepcional, a proposta das empresas. Importa referir que a aprovação dos preços dos serviços regulados pela ERSE deve ser precedida de apresentação pelas empresas reguladas de propostas fundamentadas para os preços a vigorar em cada ano gás.

Nos pontos seguintes apresentam-se os valores dos preços regulados em vigor, que constituem também os preços para o ano gás 2008-2009.

6.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O preço a cobrar pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de gás natural, previsto no artigo 154.º do Regulamento de Relações Comerciais, é o constante do quadro seguinte.

| Clientes | Horário | Valor (EUR) |
|--------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Baixa Pressão Média Pressão | Dias úteis (09:00 às 18:00 horas) | 9,14 |

Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Os encargos de leitura extraordinária constantes do quadro anterior não são aplicáveis aos clientes integrados no sistema de telecontagem.

6.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora pelos clientes com consumo anual até 10 000 m³ (n), prevista no artigo 216.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte.

| Atraso no pagamento | Valor (EUR) |
|---------------------|-------------|
| Até 8 dias | 1,25 |
| Mais de 8 dias | 1,85 |

Os prazos referidos no quadro anterior são prazos contínuos.

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

Os valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, previstos no artigo 54.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte.

| Cientes | Serviços | Valor (EUR) |
|--|---|--------------|
| Baixa Pressão Consumo anual até 10000 m ³ (n) | Intervenção ao nível do Ponto de Alimentação: Dias úteis (09:00 às 18:00 horas) | 39,70 |
| | Intervenção ao nível do Ponto de Alimentação, fora do horário laboral: | |
| | Dias úteis (18:00 às 22:00 horas) | 45,69 |
| | Sábado | 48,66 |
| | Serviço urgente de restabelecimento do fornecimento | 8,96 |

Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço, o restabelecimento urgente de fornecimento 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.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

No presente capítulo apresenta-se o impacte verificado nas tarifas das actividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2008-2009. 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 apenas abrangeu 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. Para o segundo ano gás 2008-2009, a regulação da ERSE já abrange todas as actividades da cadeia de valor do gás natural, nomeadamente, as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de Armazenamento Subterrâneo, de Gestão Técnica Global do Sistema, de Transporte de gás natural, de Distribuição de gás natural e de Comercialização (do CUR grossista e do CUR retalhista).

No primeiro ano gás 2007-2008 os impactes verificados nas tarifas das actividades reguladas foram 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. Para o segundo ano gás 2008-2009, os impactes verificados nas tarifas das actividades reguladas são comparados com as tarifas publicadas pela ERSE para o primeiro ano gás.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade, entre 2007-2008 e 2008-2009, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-5 e do Quadro 7-1 ao Quadro 7-5. 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 actuam como agentes de mercado 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 m³(n) ligados à rede de transporte em alta pressão, que optem por mudar de fornecedor.

A evolução dos preços médios, apresentada nas figuras e quadros seguintes, é representada através de três estados distintos. O primeiro estado corresponde à situação correspondente ao primeiro ano gás e em vigor até à data de 1 de Julho de 2008. No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2008-2009, 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

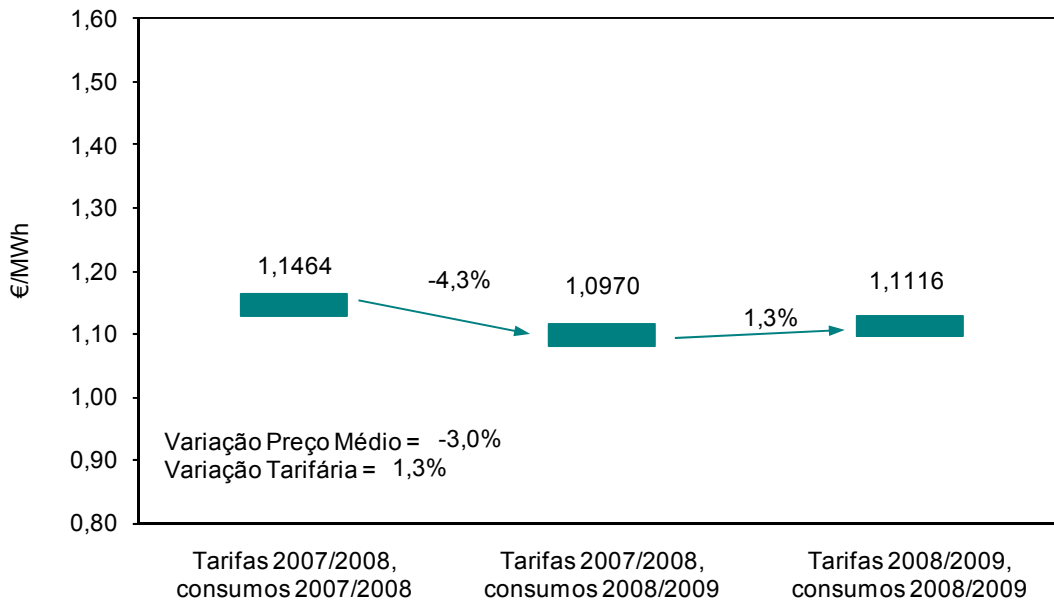
No Quadro 7-1 são apresentados os proveitos e as respectivas quantidades das tarifas para os anos gás 2007-2008 e 2008-2009, definidas pela ERSE, e os respectivos preços médios, para os diferentes cenários considerados.

Quadro 7-1 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

| Estado e características | Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008 | Tarifas 2007/2008, consumos 2008/2009 | Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009 |
|--|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Proveitos (10 ³ EUR) | 29.426 | 34.872 | 35.335 |
| Quantidades (MWh) | 25.668.208 | 31.787.907 | 31.787.907 |
| Preço médio (€/MWh) | 1,1464 | 1,0970 | 1,1116 |

Para efeitos de cálculo do preço médio, foram consideradas as quantidades de energia recebida pelo operador do Terminal.

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 2008-2009 apresenta um decréscimo de 3%, em relação ao preço médio estabelecido para o ano gás 2007-2008. Esta variação resulta essencialmente do nível de proveitos permitidos para 2008-2009. Desta forma, o preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é de 1,11 €/MWh e a variação tarifária é de 1,3%.

Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

7.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

No Quadro 7-2 são apresentados os proveitos previstos e as quantidades estimadas, no âmbito da determinação das tarifas para os anos gás de 2007-2008 e 2008-2009, 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

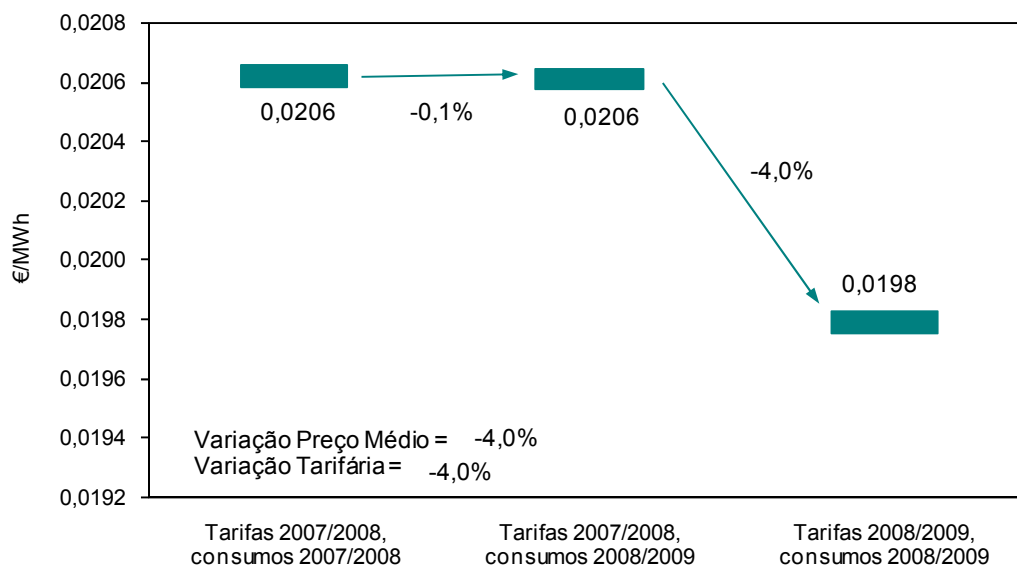
| Estado e características | Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008 | Tarifas 2007/2008, consumos 2008/2009 | Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009 |
|--|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Proveitos (10 ³ EUR) | 12.949 | 14.210 | 13.644 |
| Quantidades (MWh) | 628.042.683 | 689.620.691 | 689.620.691 |
| Preço médio (€/MWh) | 0,0206 | 0,0206 | 0,0198 |

Os proveitos previstos para 2008-2009 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 sobre a caracterização da procura de Gás Natural para o ano gás 2008-2009.

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.

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 4%. Esta variação resulta da alteração da estrutura para ano gás 2008-2009. A variação tarifária implica um decréscimo de 4% e um preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo de 0,0198 € por MWh de energia armazenada diariamente.

Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo



7.1.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 7-3 são apresentados os proveitos e as respectivas quantidades verificadas, definidos pelas tarifas 2007-2008 e 2008-2009, e os respectivos preços médios, para os diferentes cenários considerados.

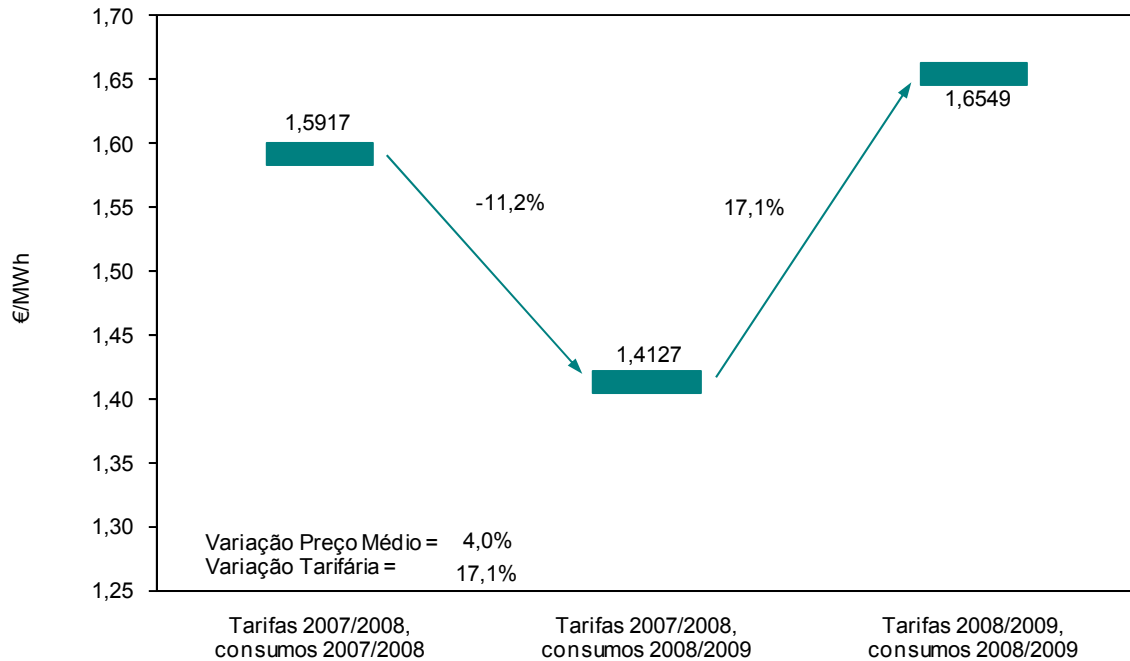
Quadro 7-3 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte

| Estado e características | Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008 | Tarifas 2007/2008, consumos 2008/2009 | Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009 |
|--|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Proveitos (10 ³ EUR) | 82.419 | 79.026 | 92.575 |
| Quantidades (MWh) | 51.780.946 | 55.940.943 | 55.940.943 |
| Preço médio (€/MWh) | 1,5917 | 1,4127 | 1,6549 |

Para efeitos de cálculo do preço médio utilizaram-se as quantidades de energia entregue pela RNTGN estimada para o ano gás 2007-2008 e prevista para o ano gás 2008-2009 de acordo com o documento "Caracterização da procura de Gás Natural para o ano gás 2008-2009".

Na Figura 7-3 apresenta-se o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte. Verifica-se que a variação tarifária para o ano gás 2008-2009 apresenta um acréscimo de 17,1%. A variação de preço médio anual é de 4,0%. Esta variação resulta do nível de proveitos definidos para o ano gás 2008-2009. A tarifa de Uso da Rede de Transporte representa um preço médio de 1,65 €/MWh.

Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte



7.1.4 TARIFAS DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 7-4 são apresentados os proveitos e as respectivas quantidades verificadas, definidos pelas tarifas 2007-2008 e 2008-2009, e os respectivos preços médios, para os diferentes cenários considerados.

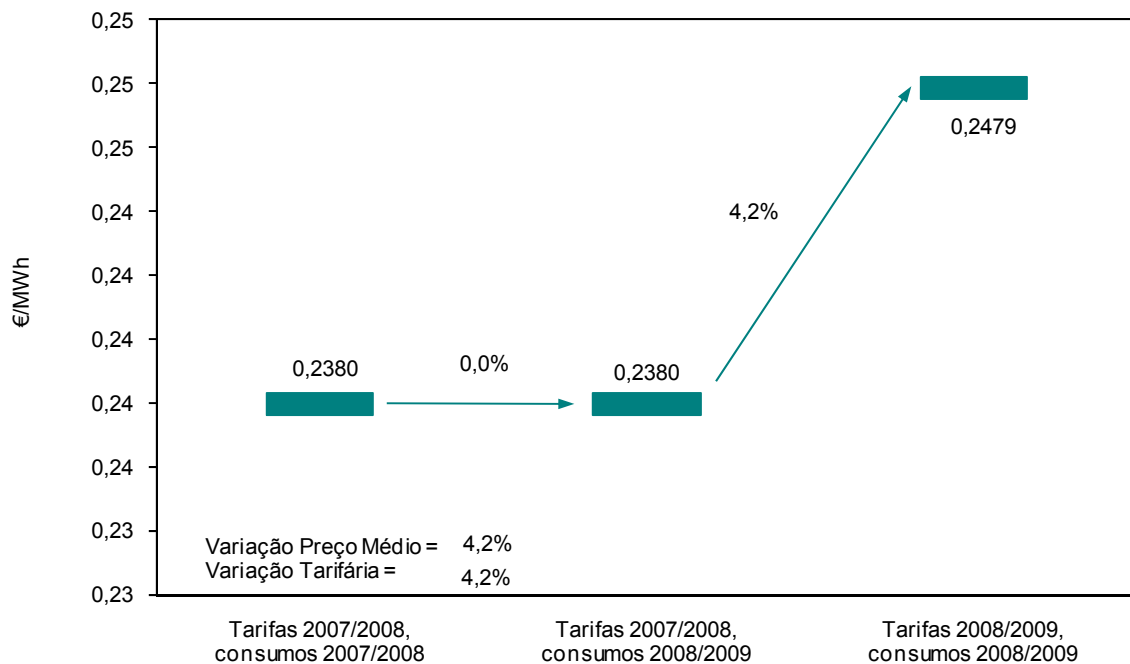
Quadro 7-4 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema

| Estado e características | Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008 | Tarifas 2007/2008, consumos 2008/2009 | Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009 |
|--|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Proveitos (10 ³ EUR) | 12.322 | 13.312 | 13.867 |
| Quantidades (MWh) | 51.780.946 | 55.940.943 | 55.940.943 |
| Preço médio (€/MWh) | 0,2380 | 0,2380 | 0,2479 |

Para efeitos de cálculo do preço médio utilizaram-se as quantidades de energia entregue pela RNTGN estimada para o ano gás 2007-2008 e prevista para o ano gás 2008-2009 de acordo com o documento sobre a caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2008-2009.

Na Figura 7-4 apresenta-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema. Verifica-se que o preço médio da tarifa para o ano gás 2008-2009 apresenta um acréscimo de 4,2%, coincidindo com a variação tarifária, atendendo a que a tarifa apresenta estrutura monómia. Esta variação resulta do nível de proveitos definidos para o ano gás 2008-2009. A tarifa de Uso Global do Sistema representa um preço médio de 0,25 €/MWh.

Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema



7.1.5 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.

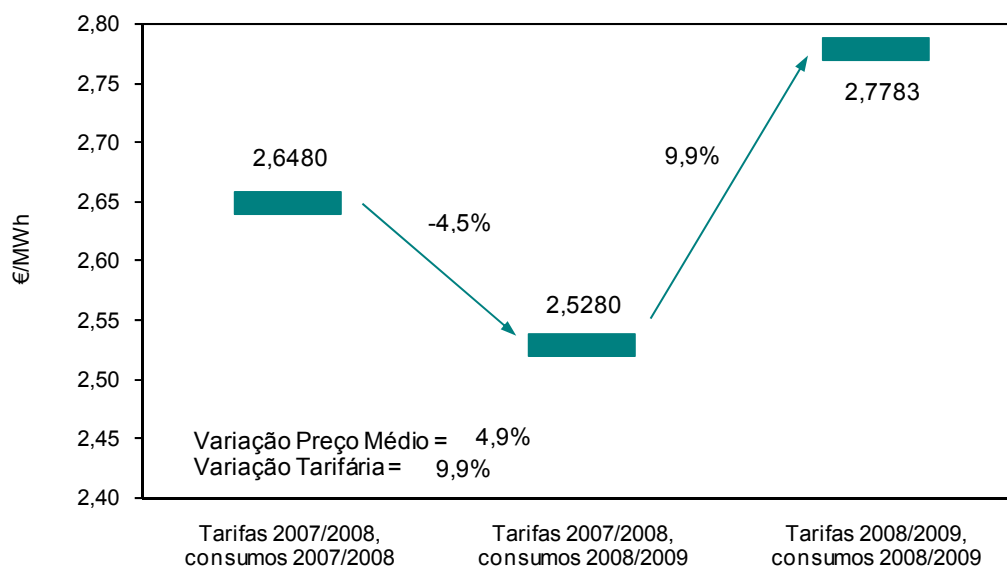
Importa referir, que estes valores representam a média ponderada das variações de preço médio associadas à aplicação em conjunto das tarifas de UTRAR, UAS, UGS e URT, e não correspondem a nenhum preço médio de acesso a aplicar a nenhum utilizador. Na verdade, os utilizadores da RNTIAT podem utilizar de forma muito distinta as instalações do Armazenamento Subterrâneo e do Terminal de Recepção Armazenamento e Regaseificação de GNL.

No Quadro 7-5 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 7-5 - Proveitos, quantidades e preço médio associados às tarifas de uso da RNTIAT

| Estado e características | Tarifas 2007/2008, consumos 2007/2008 | Tarifas 2007/2008, consumos 2008/2009 | Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009 |
|--|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Proveitos (10 ³ EUR) | 137.116 | 141.420 | 155.421 |
| Quantidades (MWh) | 51.780.946 | 55.940.943 | 55.940.943 |
| Preço médio (€/MWh) | 2,6480 | 2,5280 | 2,7783 |

Na Figura 7-5 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 traduz-se num decréscimo de preço médio de 4,5%. No entanto, a aplicação das novas tarifas reguladas pela ERSE resulta num aumento tarifário de 9,9%, assistindo-se assim a um acréscimo do preço médio em relação ao ano gás transacto de 4,9%.

Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da RNTIAT

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

Durante o ano de 2008, e antes da aprovação das tarifas para entrarem em vigor em 1 de Julho de 2008, coube à ERSE, em regime transitório, homologar as tarifas de venda dos fornecimentos de gás natural, designadamente as tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem até à referida data. A partir de 1 de Julho de 2008, verificando-se todos os pressupostos legais para o efeito, designadamente a modificação

dos actuais contratos de concessão, passarão a vigorar as tarifas estabelecidas pela ERSE no quadro das suas competências e nos termos do Regulamento Tarifário.

Assim, os impactes nas tarifas de Venda a Clientes Finais ocorrem a partir de 1 de Julho de 2008, com o início do segundo ano gás, momento a partir do qual a ERSE regula os preços da globalidade do sistema nacional de gás natural, incluindo as actividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra e Venda de Gás Natural.

No presente capítulo, e para cada segmento de clientes (> 2 milhões de m^3 , $> 10\,000\ m^3$ e $< 10\,000\ m^3$), é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e comercializador grossista, representada através de dois estados, a saber:

- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas homologadas para o segundo trimestre de 2008, nos termos do Despacho n.º11830/2008, de 24 de Abril, sendo que para o caso dos clientes com consumos superiores a $10\,000\ m^3$ é contemplado o desconto efectuado no ano de 2007;
- Preços médios das tarifas aditivas²¹ no referencial das Tarifas de Venda a Clientes Finais.

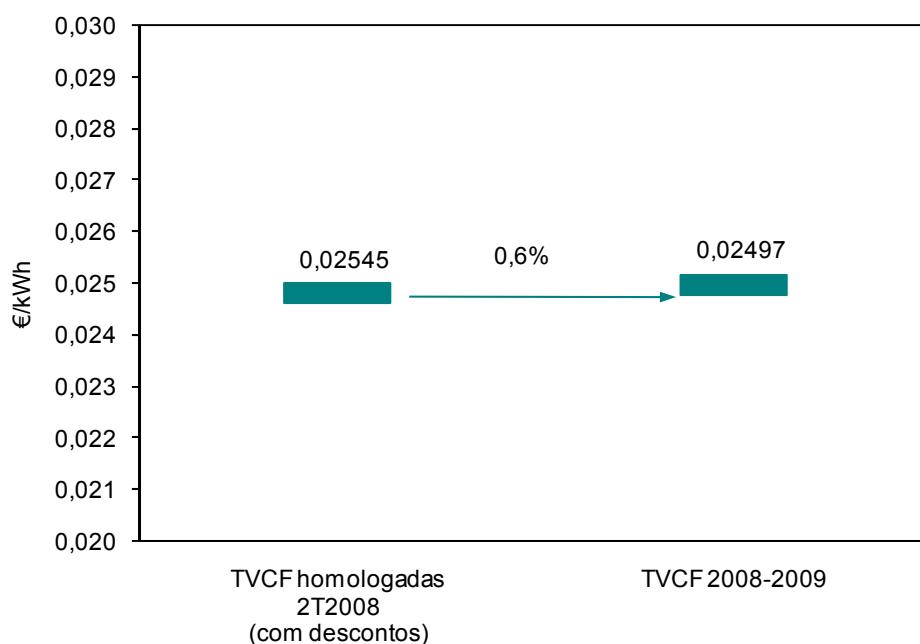
7.2.1 FORNECIMENTOS SUPERIORES OU IGUAIS A $2\,000\,000\ m^3$

A evolução do preço médio da tarifa a aplicar aos grandes clientes com consumos superiores ou iguais a $2\,000\,000\ m^3$ está representada no quadro e figura seguintes. Da sua análise conclui-se que a tarifa a aplicar no ano gás 2008-2009 é 0,6% superior à tarifa homologada para o segundo trimestre de 2008, considerando os descontos.

²¹ As tarifas aditivas resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Uso do Armazenamento Subterrâneo, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

Quadro 7-6 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores ou iguais a 2 milhões de m³

| Estado e características | TVCF homologadas 2T2008 (com descontos) | TVCF 2008-2009 |
|---------------------------------|---|----------------|
| Proveitos (10 ³ EUR) | 510.305 | 513.392 |
| Quantidades 2008-2009 (MWh) | 20.563.513 | 20.563.513 |
| Preço médio (€/kWh) | 0,02482 | 0,02497 |

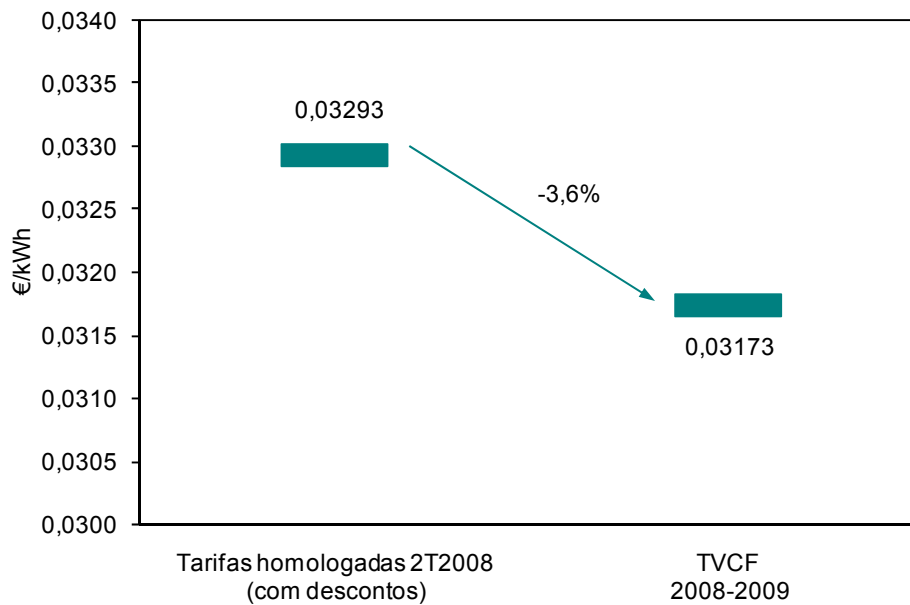
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores ou iguais a 2 milhões de m³, 2008-2009

7.2.2 FORNECIMENTOS SUPERIORES A 10 000 m³ E INFERIORES A 2 000 000 m³

A evolução do preço médio da tarifa a aplicar aos clientes com consumos superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 000 000 m³ está representada no quadro e figura seguintes. Da sua análise conclui-se que a tarifa é 3,6% inferior à tarifa homologada para o segundo trimestre de 2008, considerando os descontos.

Quadro 7-7 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 000 000 m³

| Estado e características | Tarifas homologadas 2T2008 (com descontos) | TVCF 2008-2009 |
|--|--|-------------------|
| Proveitos (10 ³ EUR) | 187.443 | 180.621 |
| Quantidades 2008-2009 (MWh) | 5.691.896 | 5.691.896 |
| Preço médio (€/kWh) | 0,03293 | 0,03173 |

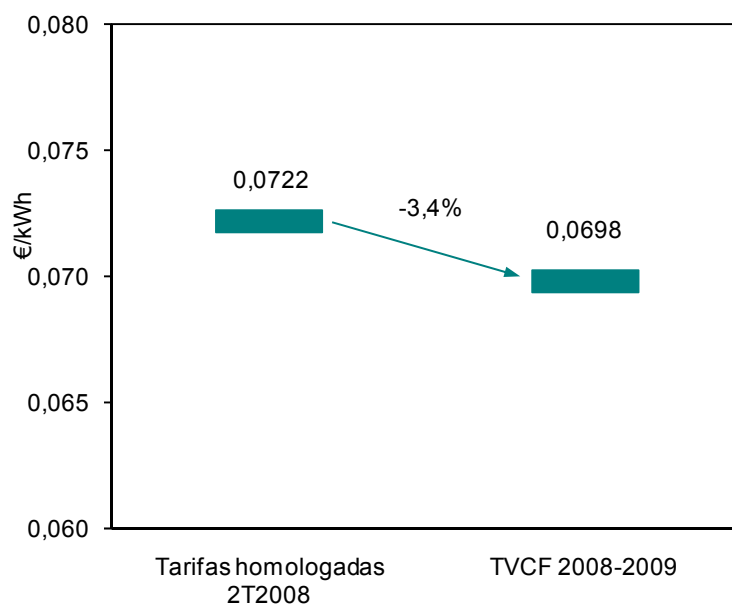
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 000 000 m³, 2008-2009

7.2.3 FORNECIMENTOS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

A evolução do preço médio da tarifa a aplicar aos clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ está representada no quadro e figura seguintes. Da sua análise observa-se um decréscimo de 3,4% entre o preço médio correspondente às tarifas homologadas no segundo trimestre de 2008 e a tarifa a aplicar no ano gás 2008-2009.

Quadro 7-8 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³

| Estado e características | Tarifas homologadas 2T2008 | TVCF 2008-2009 |
|---------------------------------------|----------------------------|----------------|
| Proveitos (10³ EUR) | 234.709 | 226.832 |
| Quantidades 2008-2009 (MWh) | 3.251.104 | 3.251.104 |
| Preço médio (€/kWh) | 0,0722 | 0,0698 |

Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³, 2008-2009

7.2.4 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO E DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA EM 2008-2009

Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, pelas várias tarifas que a compõem, tarifa de Energia, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

Figura 7-9 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008-2009

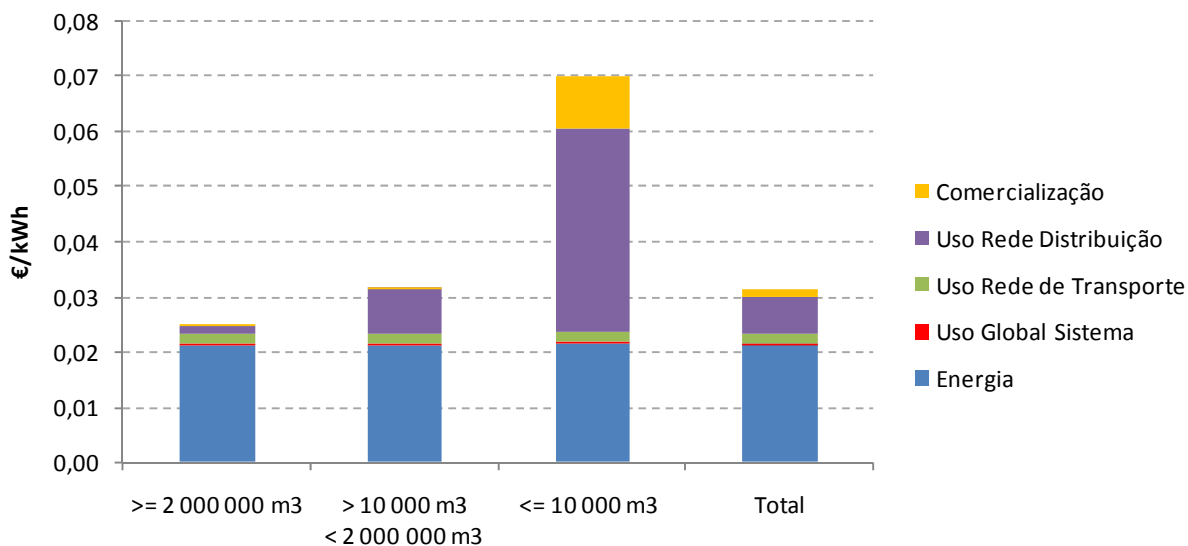
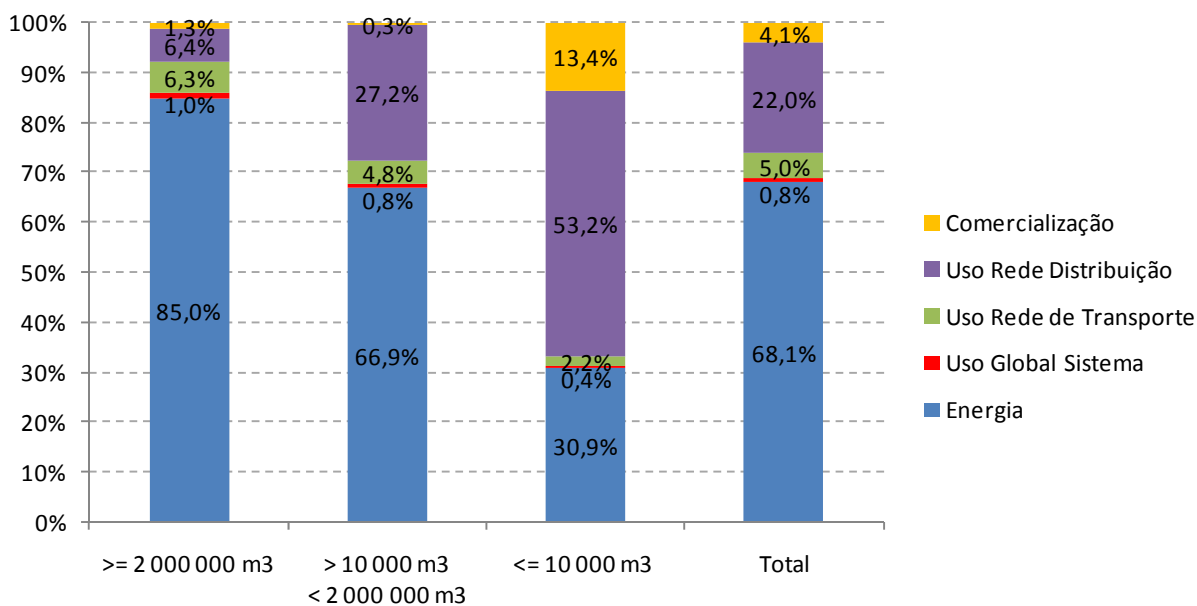


Figura 7-10 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008-2009



7.3 COMPARAÇÃO DE PREÇOS ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

O Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, que regula o acesso de terceiros às infra-estruturas de gás natural e que estabelece o sistema económico integrado do sector de gás natural, define no capítulo IV a estrutura das tarifas de acesso às infra-estruturas de gás natural, bem como das tarifas de venda de gás natural.

As tarifas de acesso ao sistema de gás natural são fixadas anualmente, sendo que as tarifas a vigorar no ano de 2008 foram estabelecidas pela Ordem Ministerial ITC/3863/2007, de 28 de Dezembro.

São ainda actualizados anualmente, pelo Ministério da Economia, os parâmetros que constituem as tarifas de último recurso do sistema de gás natural, relativos às tarifas de transporte, distribuição e aos custos de atendimento do cliente. Os parâmetros a vigorar no ano de 2008 foram estabelecidos pela Ordem Ministerial ITC/3861/2007, de 28 de Dezembro. De acordo com o estabelecido na Ordem ECO 33/2004, de 15 de Janeiro, o custo unitário da matéria prima, incluído nas tarifas de último recurso do sistema de gás natural é revisto trimestralmente.

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

De acordo com o artigo 29.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, 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).

De acordo com o artigo 30.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, 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 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. |

O caudal diário a facturar é determinado do seguinte modo:

- Caso o caudal máximo diário do mês do utilizador (Qrn) seja entre 85% a 105% do caudal máximo diário contratado pelo mesmo, o caudal diário a facturar é dado por:

$$Qr = Qrn$$

- 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 navio 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, definida no artigo 29.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, e que 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).

De acordo com o artigo 33.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, a tarifa de armazenamento de GNL é uma tarifa monómia composta por um termo variável, definido em €/m³ GNL/dia, aplicável ao volume de GNL armazenado por mais dias que o 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. O pagamento pelo armazenamento de GNL calcula-se mensalmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$Ca = Tv * \sum_{i=1}^n Ea_i$$

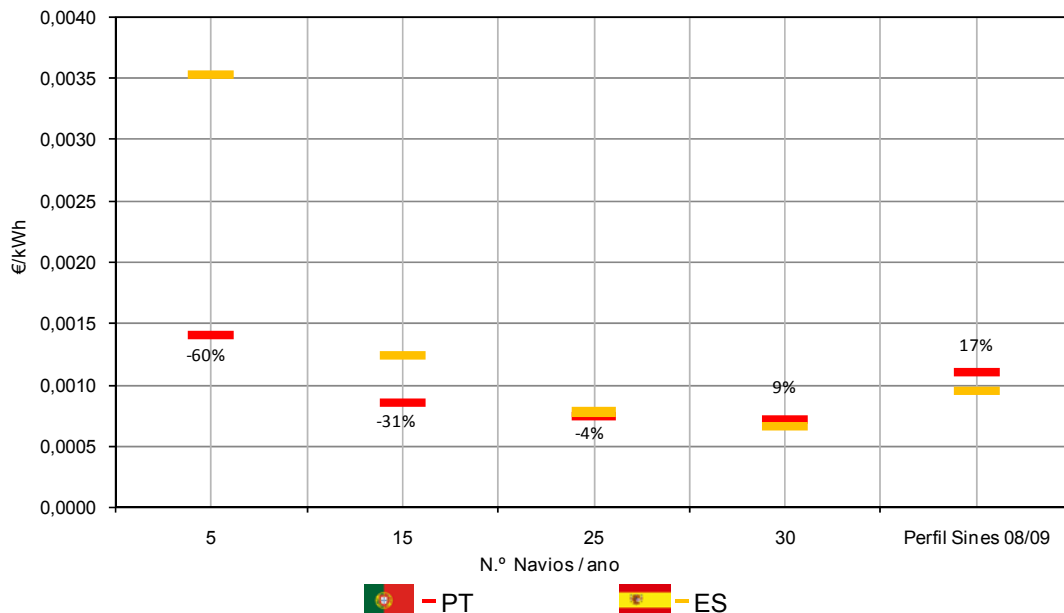
em que:

| | |
|-----|--|
| Ca | Pagamento mensal de armazenamento de GNL, em euros. |
| Tv | Termo variável da tarifa de armazenamento de GNL, em €/m ³ GNL/dia. |
| Eia | Volume de GNL armazenado em excesso para além do armazenamento operativo incluído na tarifa de regaseificação, medido às 24 horas de cada dia no dia i, em m ³ 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. |

Segundo o anexo da ORDEN ITC/3863/2007, de 28 de Dezembro, para o termo de capacidade, ou termo fixo, da tarifa de regaseificação foi estabelecido, para 2008, o valor de 0,014348 euros/(kWh/dia)/mês, para o termo variável da tarifa de regaseificação, o valor de 0,000085 euros/kWh e para o armazenamento de GNL, o valor de 0,020980 euros/MWh/dia.

Na Figura 7-11 apresenta-se a variação dos preços médios de acesso ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL de Portugal e de Espanha em função do número de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL, por ano. Nesta análise foi considerado que o tempo médio de descarga de um navio metaneiro, com uma carga média de 940 GWh, é de 10 dias e que em Espanha não haverá pagamento de penalidade.

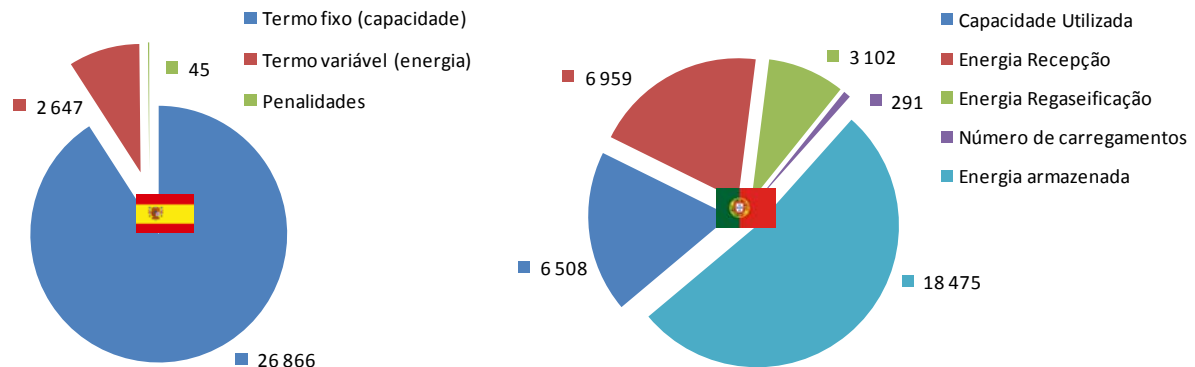
Figura 7-11 - Comparação do preço médio de acesso ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (sem penalidade)



Comparando os preços médios de utilização do terminal, constata-se que, até aproximadamente 25 descargas de navios/ano os preços médios de utilização do terminal são inferiores em Portugal. Esta diferença é particularmente significativa para utilizações curtas. Por exemplo um utilizador do terminal que descarregue a sua carga 5 vezes por ano em Portugal paga 60% menos do que em Espanha. Esta estrutura tarifária favorece claramente a entrada de agentes no mercado.

Na figura seguinte comparam-se as estruturas de receitas das tarifas de Uso do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GN em Espanha e Portugal. Considerou-se um perfil de utilização idêntico ao do Terminal de Sines, previsto para o ano gás 2008-2009.

Figura 7-12 - 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 2008-2009



7.3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

De acordo com o artigo 29.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, a tarifa de armazenamento subterrâneo dá direito ao uso do armazenamento de gás natural, assim como ao uso das instalações de injeção e extracção de gás, de forma proporcional à capacidade contratada. A limitação da capacidade de injeção ou extracção não será aplicada sempre que existam possibilidades técnicas para as aumentar.

De acordo com o estabelecido no artigo 32.º do Real Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, a tarifa de armazenamento é uma tarifa binómia composta por um termo fixo aplicável à capacidade de armazenamento contratada, definido em euros/kWh, e por um termo variável aplicável ao volume de gás injectado ou extraído em cada mês, definido em euros/kWh.

O cálculo do pagamento pelo armazenamento subterrâneo efectua-se de acordo com a seguinte fórmula:

$$Ca = Tf \times Qa + Tv \times Ea$$

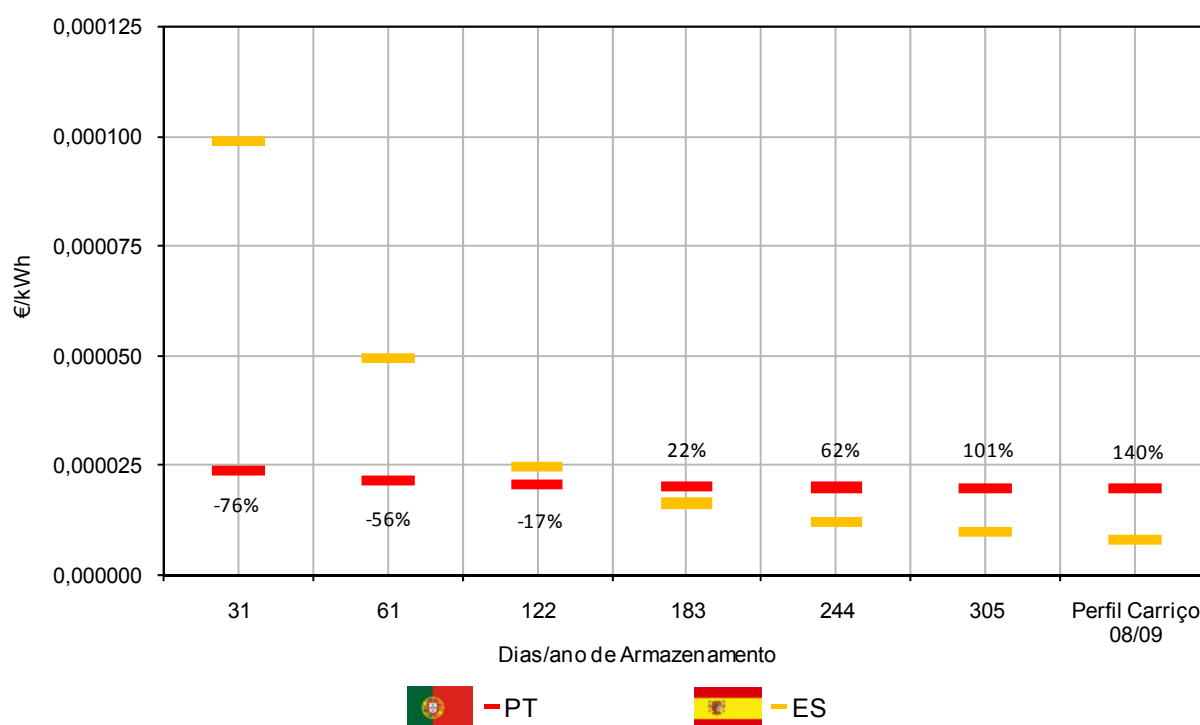
em que:

| | |
|----|--|
| 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. |

Segundo o anexo da ORDEN ITC/3863/2007, de 28 de Dezembro, para o termo de capacidade, ou termo fixo, foi estabelecido, para 2008, o valor de 0,000241 euros/kWh/mês e para o termo variável o valor de 0,000184 euros/kWh.

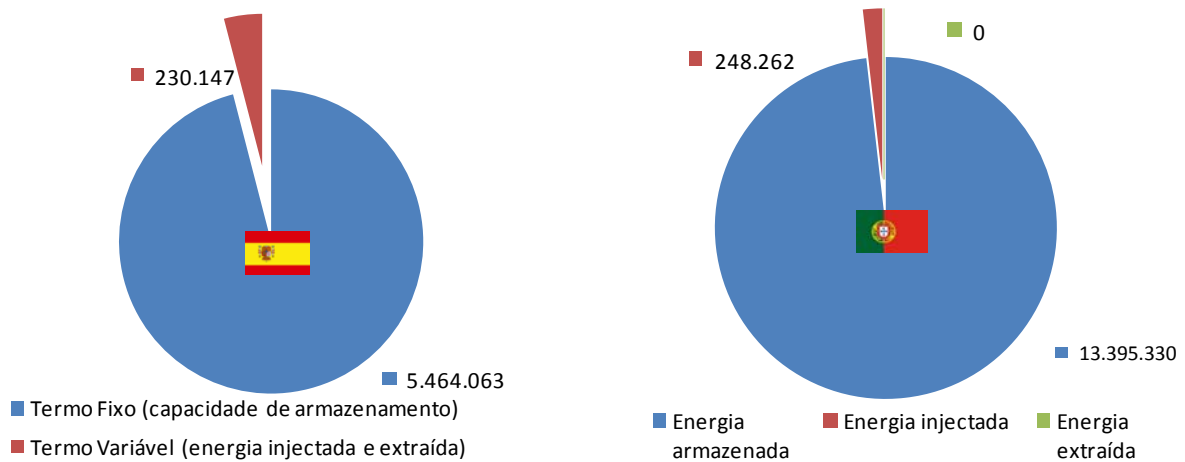
Na Figura 7-13 comparam-se os preços médios de acesso ao armazenamento subterrâneo em Portugal e Espanha, em função do número de dias de armazenamento. Observa-se que o preço médio em Portugal é inferior ao praticado em Espanha para utilizações de, aproximadamente 122 dias/ano, i.e. 4 meses. Neste contexto verifica-se que a tarifa de acesso em Portugal é favorável para curtas utilizações, do armazenamento subterrâneo, incentivando-se a utilização da capacidade disponível pelos agentes de mercado numa óptica de gestão de gás de curto/médio prazo. Consta-se ainda que uma utilização sazonal desta infra-estrutura apresenta um preço médio 17% inferior em Portugal. Esta estrutura tarifária ao aumentar a flexibilidade comercial favorece a entrada de agentes no mercado.

Figura 7-13 - Comparação do preço médio de acesso ao armazenamento subterrâneo entre Portugal e Espanha



A Figura 7-14 apresenta a comparação da estrutura das receitas entre Espanha e Portugal, considerando o perfil de utilização do armazenamento subterrâneo do carriço previsto para o ano gás de 2008-2009.

Figura 7-14 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, entre Espanha e Portugal no ano gás 2008-2009



7.3.3 TARIFA DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE E À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Em Espanha a tarificação do uso da rede de transporte e distribuição é feita em conjunto. De acordo com o artigo 29.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, 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 contratada. Esta tarifa é também aplicável ao fornecimento de consumidores elegíveis ligados a redes de distribuição locais alimentadas por UAG.

De acordo com o artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes: (i) reserva de capacidade, com um termo fixo definido em euros/kWh/dia/mês (grupos 1 e 2) ou €/mês (grupo 3); (ii) *transporte (conducción)*, função da pressão de desenho a que a instalação do consumidor esteja ligada e composto por um termo fixo, definido em euros/kWh/dia/mês, e por um termo variável, definido em euros/kWh.

O termo de reserva de capacidade de transporte e distribuição é aplicável ao caudal diário a facturar a cada consumidor com contrato de acesso e 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:

$$Trc = Tfe * Qe$$

em que:

| | |
|-----|---|
| Trc | Pagamento mensal pela reserva de capacidade de transporte e distribuição. |
| Tfe | Termo fixo da reserva de capacidade, em euros/kWh/dia/mês. |
| Qe | 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 (Qnt) 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 (Qc), 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 (Qc), o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_e = Q_{nt} + 2 * (Q_{nt} - 1,05 * Q_c)$$

O termo de 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.

Para este efeito 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 5 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 5 000 000 kWh e inferiores ou iguais 30 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 30 000 000 kWh e inferiores ou iguais 100 000 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 100 000 000 kWh e inferiores ou iguais 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.

São definidos quatro escalões de consumos para o grupo 2:

- Consumos anuais inferiores ou iguais a 5 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 5 000 kWh e inferiores ou iguais 50 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 50 000 kWh e inferiores ou iguais 100 000 kWh.
- Consumos anuais superiores a 100 000 kWh.

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. |
| Tf _{ij} | Termo fixo para o consumidor <i>j</i> de acordo com o seu volume de consumo <i>i</i> , em euros/kWh/dia. |
| Q _j | Caudal diário de gás natural a facturar do consumidor <i>j</i> , em kWh/dia. |
| Tv _{ij} | Termo variável para o consumidor <i>j</i> de acordo com o seu volume de consumo <i>i</i> , em euros/kWh. |
| C _j | kWh de gás consumido pelo consumidor <i>j</i> . |
| 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_{mj}) seja entre 85% a 105% do caudal máximo contratado pelo mesmo, o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_j = Q_{mj}$$

- Caso o caudal máximo diário do mês medido no consumidor j seja inferior a 85% do caudal máximo contratado pelo mesmo (Q_{dj}), o caudal diário a facturar é dado por:

$$Q_j = 0,85 * Q_{dj}$$

- 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:

$$Q_j = Q_{mj} + 2 * (Q_{mj} - 1,05 * Q_{dj})$$

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.

Para cada utilizador do GRUPO 3 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:

$$T_c = \sum_{i=1}^4 (Tf_i * N_i + Tv_i * C_i)$$

em que:

| | |
|--------|---|
| T_c | Pagamento mensal pelo termo de transporte da tarifa de transporte e distribuição. |
| Tf_i | Termo fixo para o volume de consumo i , em euros/consumidor/mês. |
| N_i | Número de consumidores do comercializador correspondente ao escalão de consumo i . |
| Tv_i | Termo variável para o volume de consumo i , em euros/kWh. |
| C_j | kWh de gás consumido por todos os consumidores no escalão de consumo i . |
| n | Número de consumidores do comercializador com fornecimentos a pressão superior a 60 bares, em cada escalão de consumo |

Os consumidores industriais que, anteriormente ao dia 19 de Fevereiro de 2002, estivessem ligados a gasodutos de pressão inferior ou igual a 4 bar com um consumo anual superior a 200.000 kWh/ano, podem solicitar ao seu distribuidor a ligação a pressões superiores a 4 bar. Se o distribuidor não puder atender a este pedido por não dispor de redes com a referida pressão na sua zona, o consumidor pode solicitar a aplicação das tarifas correspondentes a consumidores ligados a gasodutos de pressão entre 4

e 60 bar (tarifa 2) correspondentes ao seu consumo. Quando o distribuidor disponha de redes a pressão superior a 4 bar na sua zona, o consumidor tem a obrigação de realizar a ligação correspondente.

7.3.3.1 TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 7-9 são apresentados os valores das tarifas casos utilizados para a comparação de tarifas de Uso da Rede de Transporte, para Espanha em 2008, segundo o anexo da ORDEN ITC/3863/2007, de 28 de Dezembro.

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 dois escalões de consumo do GRUPO 2 do sistema tarifário espanhol com maior consumo, dado que em Portugal apenas existem consumidores em alta pressão com consumos desta ordem. O GRUPO 1 não foi incluído dado não existir nenhum consumidor em Portugal que se incluía neste nível de pressão.

Quadro 7-9 - Termos da tarifa de transporte, em Espanha em 2008, dos dois maiores escalões do GRUPO 2, em função do consumo anual

| GRUPO 2 | |
|----------------|-------------------------------|
| ES2 | 500≥...>100 GWh/ano |
| Termo fixo | 0,024531 €/kWh/dia/mês |
| Termo variável | 0,000636 €/kWh |
| ES1 | >500 GWh/ano |
| Termo fixo | 0,022565 €/kWh/dia/mês |
| Termo variável | 0,000552 €/kWh |

De acordo com o anexo da ORDEN ITC/3863/2007, de 28 de Dezembro, o termo fixo de reserva de capacidade publicado em Espanha para 2008 é de 0,007023 €/(kWh/dia)/mês.

A tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal inclui a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte.

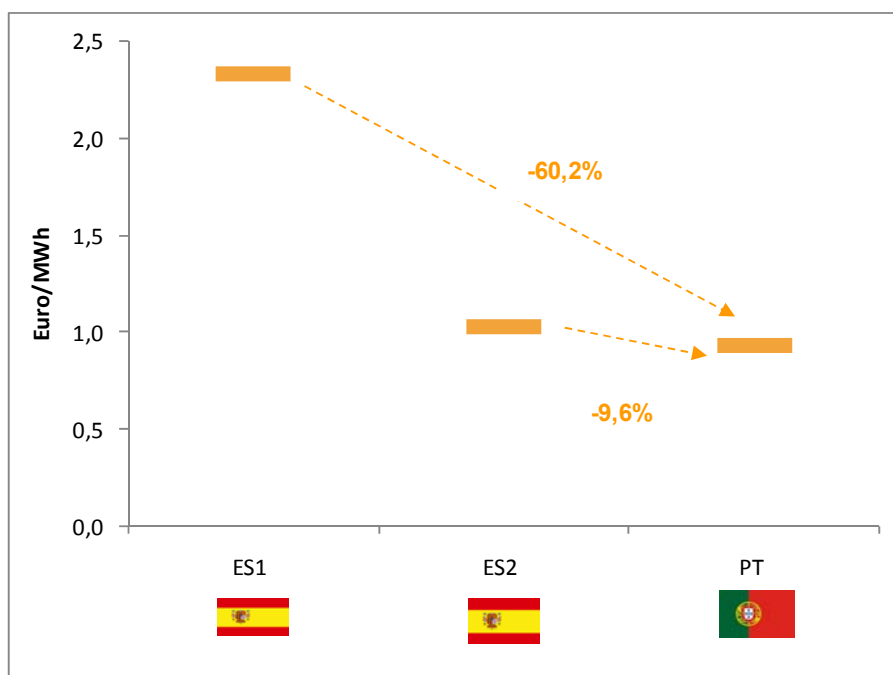
No Quadro 7-10 apresentam-se as receitas que se obteriam se aos preços que vigoram em Espanha se aplicassem as quantidades que vigoram em Portugal para o ano gás 2008-2009.

Quadro 7-10 - Receitas da rede de transporte

| | Preço Espanha (a) | Quantidade Portugal (b) | Receitas (a)x(b) |
|-----|--------------------------|--------------------------|------------------|
| ES1 | 0,022565 €/kWh/dia/mês | 51 076 939 kWh/dia/mês | 13 830 614 Euros |
| | 0,000552 €/kWh | 10 181 868 990 kWh | 5 620 392 Euros |
| | 0,007023 €/(kWh/dia)/ano | 51 076 939 (kWh/dia)/ano | 4 304 560 Euros |
| ES2 | 0,024531 €/kWh/dia/mês | 51 076 939 kWh/dia/mês | 15 035 621 Euros |
| | 0,000636 €/kWh | 10 181 868 990 kWh | 6 475 669 Euros |
| | 0,007023 €/(kWh/dia)/ano | 51 076 939 (kWh/dia)/ano | 4 304 560 Euros |

Na Figura 7-15 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 7-15 - Comparação do preço médio de acesso à rede de transporte entre Portugal e Espanha



Nas figuras seguintes apresenta-se a comparação da estrutura das receitas entre Espanha e Portugal, considerando as tarifas fixadas para o 2º ano gás de 2008-2009 e os cenários ES1 e ES2.

Figura 7-16 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso da Rede de Transporte, entre Espanha (cenário ES1) e Portugal no ano gás 2008-2009

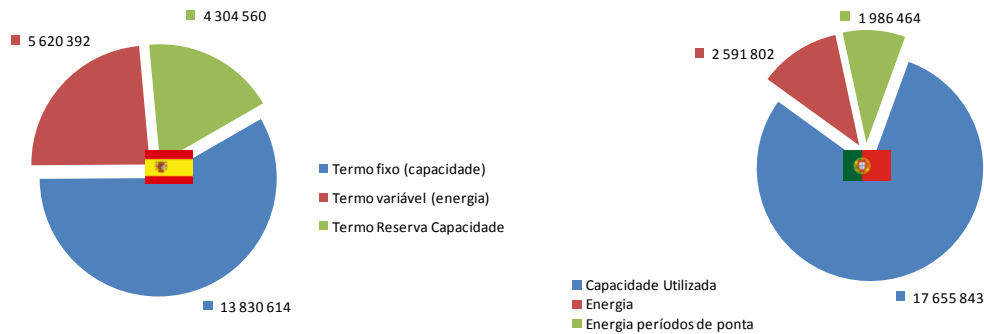
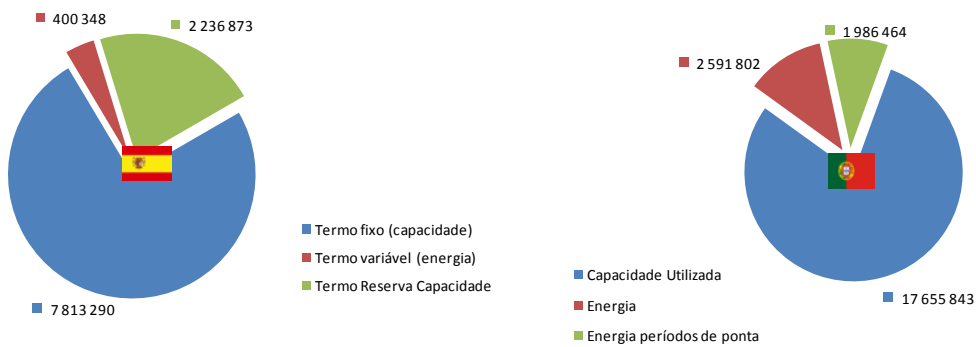


Figura 7-17 - Comparação da estrutura de receitas da tarifa de Uso da Rede de Transporte, entre Espanha (cenário ES2) e Portugal no ano gás 2008-2009



7.3.3.2 TARIFAS DE ACESSO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 7-11 são apresentados os valores das tarifas casos utilizados para a comparação de tarifas de Uso da Rede de Distribuição, para Espanha em 2008, segundo o anexo da ORDEN ITC/3863/2007, de 28 de Dezembro.

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 quatro escalões de consumo do GRUPO 2 do sistema tarifário espanhol com menor consumo, dado que em Portugal apenas existem consumidores em média pressão com consumos desta ordem, bem como para os quatro escalões de consumo do GRUPO 3 do sistema tarifário espanhol.

Quadro 7-11 - Termos da tarifa de distribuição, em Espanha em 2008, dos quatro menores escalões do GRUPO 2 e do GRUPO 3, em função do consumo anual

| GRUPO 2 | |
|----------------|------------------------------|
| ES6 | <0,5 GWh/ano |
| Termo fixo | 0,163853 €/kWh/dia/mês |
| Termo variável | 0,001252 €/kWh |
| ES5 | 5≥...>0,5 GWh/ano |
| Termo fixo | 0,044473 €/kWh/dia/mês |
| Termo variável | 0,000999 €/kWh |
| ES4 | 30≥...>5 GWh/ano |
| Termo fixo | 0,029119 €/kWh/dia/mês |
| Termo variável | 0,000809 €/kWh |
| ES3 | 100≥...>30 GWh/ano |
| Termo fixo | 0,026684 €/kWh/dia/mês |
| Termo variável | 0,000726 €/kWh |

| GRUPO 3 | |
|----------------|------------------------------|
| ES10 | <5 MWh/ano |
| Termo fixo | 2,26 €/mês |
| Termo variável | 0,026465 €/kWh |
| ES9 | 50≥...>5 MWh/ano |
| Termo fixo | 5,07 €/mês |
| Termo variável | 0,01982 €/kWh |
| ES8 | 100≥...>50 MWh/ano |
| Termo fixo | 39,3 €/mês |
| Termo variável | 0,011332 €/kWh |
| ES7 | >100 MWh/ano |
| Termo fixo | 58,66 €/mês |
| Termo variável | 0,009083 €/kWh |

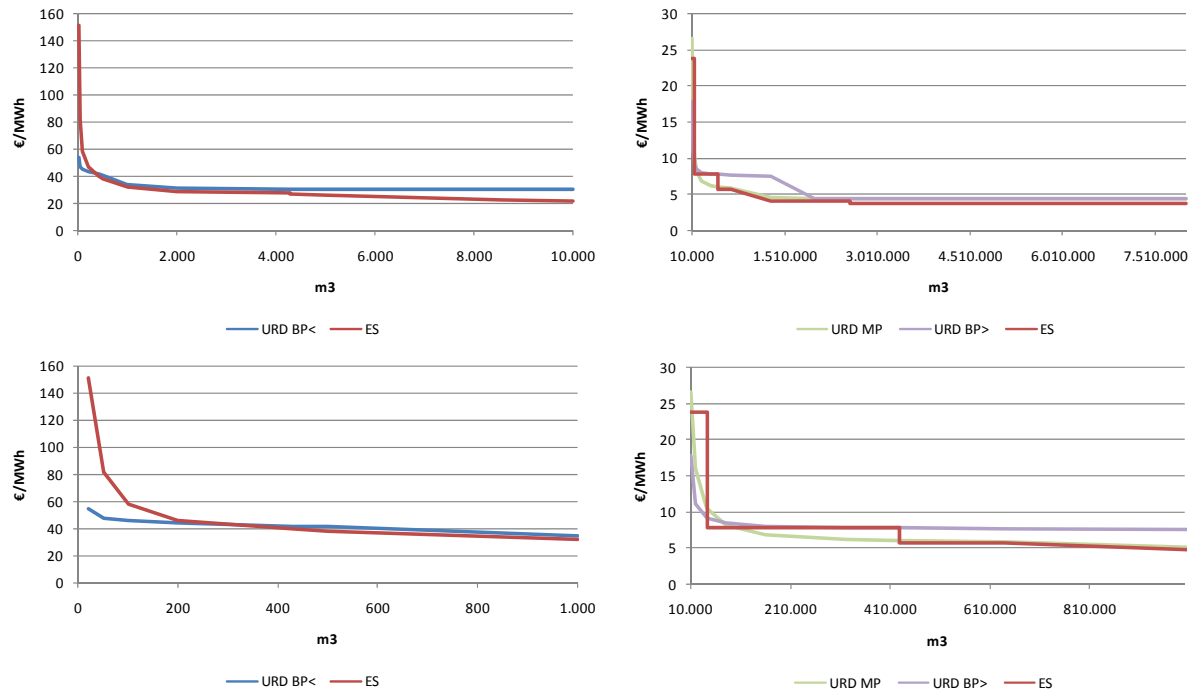
De acordo com o anexo da ORDEN ITC/3863/2007, de 28 de Dezembro, o termo fixo de reserva de capacidade publicado em Espanha para 2008 é de 0,007023 €/(kWh/dia)/mês.

Considerou-se um agravamento de 10% associado à contratualização de capacidade, quer no termo fixo da tarifa de distribuição para o grupo 2 quer no termo fixo de reserva de capacidade, praticados em Espanha. Este agravamento aplica-se pelo facto de a regra de contratualização de capacidade em Espanha ser mais penalizadora para os clientes comparativamente com a aplicável em Portugal.

A tarifa de acesso à rede de distribuição em Portugal inclui a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Na Figura 7-18 apresenta-se a relação entre os preços das tarifas em Espanha e em Portugal, em função do consumo anual.

Figura 7-18 - Comparação do preço de acesso à rede de distribuição entre Portugal e Espanha



De notar que, em Portugal, para os consumos superiores a 2 Mm³, o Regulamento Tarifário estabelece que a tarifa aplicável é a de acesso à rede de distribuição em MP.

ANEXOS

ANEXO I
SIGLAS

| SIGLAS | DEFINIÇÕES |
|---------------|---|
| BP | Baixa pressão |
| CAPM | Capital Asset Pricing Model |
| CNE | Comisión Nacional de Energia |
| CURg | Comercializador de último recurso grossista |
| CURr | Comercializador de último recurso retalhista |
| COLS | Correct Ordinary Least Square |
| DEA | Data Envelopment Analysis |
| 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 Reduction Metering System |
| GTGS | Actividade Gestão Técnica Global do Sistema |
| IMI | Imposto Municipal sobre Imóveis |
| 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 |
| OCO | Outros custos operacionais |
| 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 |

| SIGLAS | DEFINIÇÕES |
|---------------|---|
| RCM | Resolução do Conselho de Ministros |
| RNDGN | Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural |
| RNTGN | Rede Nacional de Transporte de Gás Natural |
| RNTIAT | Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL |
| RPGN | Rede Pública de Gás Natural |
| RRC | Regulamento de Relações Comerciais |
| SFA | Stochastic Frontiere Analysis |
| SNGN | Sistema Nacional de Gás Natural |
| TPE | Trabalhos para a própria empresa |
| 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

- Determinação da Estrutura Tarifária no Ano Gás 2008-2009
- Análise da Evolução e Caracterização da Procura de Gás Natural para o Ano Gás 2008-2009

ANEXO III
**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS
NATURAL PARA O ANO GÁS 2008-2009”**



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten notes and signatures:
 Pato es
 [Signature]
 [Signature]
 [Signature]

**Parecer sobre
 “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL
 PARA O ANO GÁS 2008-09”**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto - Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas – do sector eléctrico e do gás natural: “(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*”.

O parecer do Conselho Tarifário deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a recepção da proposta, é aprovado por maioria simples e não tem carácter vinculativo².

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário a sua PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2008-2009 solicitando parecer sobre o mesmo.

Apreciada a proposta apresentada, o Conselho Tarifário, através da sua Secção Especializada para o Gás Natural, emite o seguinte parecer:

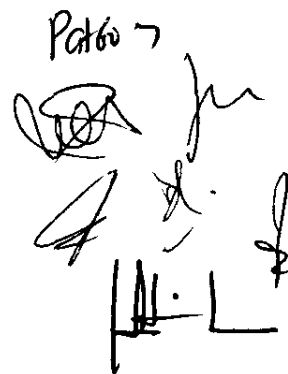
PROPOSTA DE TARIFÁRIO PARA O ANO GÁS 2008-09

I - NA GENERALIDADE

1. A proposta apresentada pela ERSE ao CT apresenta-se bem estruturada, completa e dotada dum sumário executivo adequado.
2. Sem prejuízo dos comentários que tece na especialidade, o CT regista o facto da ERSE ter ainda tentado acompanhar com a sua proposta as medidas exógenas à regulação mas que têm efeitos directos ao nível das tarifas e custos a pagar pelos consumidores de gás natural, como seja a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro ou os novos contratos de concessão da distribuição assinados em 11 de Abril.

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

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

Partido 7


3. Nota também que, durante o período legal e regulamentar de emissão do parecer pelo CT, às vezes por razões externas ao processo de regulação que o regulador não tem hipótese de antecipar, decorrem trocas de informação e esclarecimentos entre o regulador e as empresas reguladas relativamente a aspectos em aberto que conduzem a alterações nas tarifas e preços a fixar a final.
4. O CT está ciente que, a menos que se tratem de questões que produzam alterações significativas aos valores ou pressupostos da proposta apresentada, este dinamismo no processo de fixação de tarifas não justifica um permanente reenvio de alterações ao Conselho.
5. Ainda assim, por tal ser importante para a estabilidade regulatória e também para a discussão entre os vários interesses representados, é expectativa do CT que, como regra, os pressupostos e montantes da proposta apresentada pela ERSE, não difiram substancialmente aquando da fixação final de tarifas e preços, sem prejuízo das alterações determinadas pelo decurso normal do processo de regulação incluindo, naturalmente, a incorporação de eventuais sugestões e recomendações do Conselho.
6. Como último ponto da generalidade o CT pretende destacar a questão do preço dos combustíveis. Com efeito, o cenário internacional de variação de preço de combustíveis apresenta-se com tendências de subida históricas e excepcionalmente imprevisíveis, o que no caso do sector do gás natural, cuja tarifa de energia está estruturalmente associada ao preço dos combustíveis, é particularmente sensível.
7. Embora o RT preveja um mecanismo de recuperação de desvios tarifários, o CT receia que este se revele desadequado às excepcionais situações de subida de preço que, a manterem-se, poderão gerar elevados desvios tarifários cuja recuperação, com juros, nos termos do RT (os desvios tarifários referentes ao ano t , são recuperados no ano $t+2$), se podem revelar socialmente inoportáveis.
8. Assim, o CT recomenda à ERSE o acompanhamento particularmente próximo desta realidade admitindo mesmo que, a manter-se a tendência em alta a que se tem assistido, se justificará uma revisão extraordinária das tarifas e preços de energia.

II – NA ESPECIALIDADE

A – Novos contratos de concessão e licenças de distribuição local

Sem prejuízo das reservas de rectificação expressas na própria proposta, duma maneira geral, a ERSE na sua proposta de 15 de Abril, já considerou os mecanismos de equilíbrio contratual das empresas concessionadas previstos nos contratos de concessão assinados em 11 de Abril.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the name 'Z. J. S.' and other illegible scribbles.

Contudo, no tocante às Licenciadas cujos títulos de licenças ainda não foram renegociados, a ERSE notou não ter podido contemplar qualquer compensação, admitindo que a mesma poderia ainda ser reflectida nas tarifas para 2008-2009.

Em defesa do princípio da adesão dos custos às tarifas, o Conselho Tarifário concorda com incorporação de eventuais proveitos adicionais decorrentes da renegociação dos títulos de licença nas Tarifas a aplicar no Ano Gás 2008-09 se tal vier a ocorrer em tempo útil.

B - Uniformidade Tarifária

O CT defende a harmonização dos princípios tarifários, nomeadamente, a igualdade de tratamento e de oportunidades decorrente da aplicação da uniformidade tarifária imprescindível, num serviço público essencial, acautelando assim, impactos negativos relevantes no tarifário a aplicar no espaço nacional e evitando a discriminação negativa dos consumidores em situação igual em virtude da sua localização geográfica.

Compreende-se que, designadamente por razões históricas, a aplicação plena deste princípio poderá ser gradual para limitar os impactes que individualmente alguns clientes poderiam observar.

O CT constata que a presente proposta tende para a uniformidade tarifária e aproxima significativamente os preços entre os vários comercializadores de último recurso retalhistas mas mantém ainda diferenças de preços nas TVCF entre as diferentes regiões para o mesmo tipo de clientes.

Aproveitando-se o facto de existir uma redução média global das tarifas, o Conselho considera existir espaço para uma uniformização mais acentuada ou quase total, tomando como referência a tarifa da Setgás, como parece indiciar a proposta e maugrado esta empresa regulada utilizar apenas dois escalões.

C – Promoção e concorrência entre fontes energéticas

O Conselho Tarifário regista que a ERSE propõe a existência de um único escalão tarifário para clientes ^{com} consumo entre 10.000 e 2 Mm³/ano, clientes estes cujas características são totalmente diferentes e para quem o custo de energia tem igualmente diferente importância. Daqui resulta uma enorme redução ao nível das tarifas reguladas para este intervalo de consumos.

Acresce que estas novas tarifas dificultam a competitividade com outras formas de energia, podendo até prejudicar a adopção de energias renováveis alternativas adequadas a estes sectores.

Neste sentido, o CT sugere que a ERSE adopte 2 escalões de consumo para este tipo de clientes (por exemplo entre 10 e 100 mil e entre 100 mil e 2 Mm³/ano), permitindo uma melhor distribuição da redução de preços no conjunto do mercado industrial.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

ju Rto 3
A
L
L

D – Margem de Comercialização - Fundo de Maneio

Aquando do parecer que emitiu em 10 de Março de 2008, o CT recomendou à ERSE que a fixação do valor, dos critérios para a sua determinação e dos princípios que estão subjacentes à margem de comercialização fossem particularmente bem clarificados na proposta de fixação de tarifas, o que não foi conseguido.

Encontrando-se definidas à partida as condições de remuneração do comercializador, a existência de uma margem de comercialização visa, entre outros, proteger o comercializador de eventuais riscos do negócio, nomeadamente riscos financeiros resultantes do diferencial existente entre prazos médios de recebimento e prazos médios de pagamento, como decorre do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural.

A remuneração adoptada pela ERSE na sua proposta resulta da soma de duas variáveis, a saber: *Euribor* a 3M e um *spread* de 1.5%, sem no entanto resultar evidente ao Conselho se tais valores serão os mais adequados face ao RT, aos contratos de concessão entretanto assinados, ao efectivo diferencial de *timings* entre pagamentos e recebimentos expectável para o normal funcionamento da actividade ou ao nível da solvabilidade / exposição ao risco, entre outros factores.

Face ao que, o CT sugere que a ERSE promova a realização dum estudo que responda às seguintes questões:

- Atendendo a que o fundo de maneio apresenta um carácter de muito curto prazo, seria útil analisar a adequação da *Euribor* a 3M ou de indicador mais directamente ligado ao diferencial de *timings* entre pagamentos e recebimentos aferindo qual o diferencial expectável para o normal funcionamento da actividade.
- Pertinência do *Spread* de 1.5% para o que sugere a realização de um estudo de benchmark sobre empresas similares ao comercializador (ao nível da solvabilidade/ geração estável de fluxos de caixa/ exposição ao risco, entre outros factores) e o *spread* que se encontra actualmente a ser aplicado a essas empresas.

Ainda, considerando que os Contratos de Concessão da Distribuição assinados após a apresentação da proposta terão abordado a questão da remuneração do fundo de maneio da actividade de comercialização, o CT recomenda que a ERSE mencione expressamente esta situação, custos e eventuais repercussões nas tarifas em discussão, no seu documento de fixação final das tarifas.

O CT recomenda igualmente à ERSE que a versão final dos artigos do Regulamento Tarifário recentemente alterados e que deram origem à fixação desta margem de comercialização, sejam disponibilizados prévia ou conjuntamente com a proposta final.

Palos ju
[Handwritten initials and marks]

E – Efeitos nas tarifas da aplicação da Lei nº 12/2008, de 26 de Fevereiro

E.1. - Contadores

O Conselho Tarifário anota que a ERSE retirou do activo regulatório remunerado o imobilizado associado aos contadores.

Sendo os contadores um elemento fundamental para a operação da rede e à disponibilização do serviço, com segurança, qualidade e transparência, aos clientes finais, os respectivos custos associados são inequivocamente necessários à prossecução dessas funções por parte das empresas reguladas.

Não resultando claro da proposta quem finalmente deverá suportar tais custos o CT recomenda que a ERSE, no documento final das tarifas, explicita detalhadamente esta situação.

E.2 Periodicidade da Facturação

O CT nota não se encontrarem previstos na proposta de tarifário os elevados custos adicionais resultantes duma substituição massiva da facturação bimestral pela mensal.

O Conselho sublinha o facto do aumento de custos derivados duma adopção generalizada de facturação mensal poder reduzir ou mesmo eliminar a baixa anunciada pela ERSE de 2.9% para o sector doméstico, pelo que apoia a ERSE na obtenção de soluções que, salvaguardando os direitos conferidos aos consumidores, atendam a critérios de racionalidade económica e operacional e não se traduzam em custos para o sistema que são suportados, precisamente, por todos os consumidores.

O CT recomenda que a ERSE no documento final evidencie e quantifique os custos e efeitos da aplicação desta medida da lei nas tarifas de venda aos clientes finais.

F – Custos e Tarifas

F1 - Fixação da Tarifa de Energia

O CT atenta a manifesta volatilidade recente dos indexantes energéticos nos mercados, nota e valoriza as dificuldades práticas sentidas na fixação da Tarifa de Energia que resulta também dos calendários dilatados de preparação e prestação de informação pelas empresas, bem como da elaboração da proposta de tarifário pela ERSE.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Partido
[Handwritten signatures and initials]

Com efeito, verificando-se que a referida preparação da informação para submissão à ERSE se realiza no 2º semestre do ano anterior, para aplicação 6 meses após, constata-se que a variação dos preços dos indexantes pode tornar obsoleta a qualidade da informação, face à *décalage* temporal.

De forma a evitar instabilidade na evolução das tarifas e o surgimento de significativos déficits/superávits tarifários, o CT sugere à ERSE que os calendários para prestação de informação e fixação das Tarifas de Energia sejam revistos ou permitida uma actualização que possibilite a aproximação dos valores fixados aos efectivamente verificados.

F2 – Efeito de escala no mercado industrial

O CT alerta para o facto de que a ligação consumidor/contador irá provocar a perda da possibilidade de utilização do efeito de escala que a existência de vários pontos de abastecimento proporcionava a muitos consumidores, levando à sua integração obrigatória no escalão de consumo abaixo dos 2 Mm3.

Tal situação não só lhes retirará os benefícios de que usufruíam no escalão superior, como também, pelo facto de não terem nem hipótese de escolha do tipo de abastecimento que lhe é proporcionado, nem a possibilidade de opção por tarifário diverso, lhes acarretará um agravamento adicional quando abastecidos em BP.

G - Factor para perdas e auto consumos nas redes de distribuição

O CT recomenda a revisão da proposta do factor para Perdas e Auto consumos nas Redes de Distribuição.

Embora reconhecendo que a proposta apresentada não se baseia em valores suportados por algum historial de operação, também reconhece a dificuldade das empresas, até pela sua juventude relativa e pelo início da operação separada “Rede & Comercialização”, em apresentar uma proposta única.

Dado que a proposta apresentada pelas empresas tem, pelo menos, o mérito de utilizar uma referência independente para a fixação do factor para perdas e auto consumos, poderia ser considerada como uma primeira aproximação aceitável, sem prejuízo de dever ser implementado um procedimento de reporte e auditoria dos valores verificados na operação das Distribuidoras, para correcção nos anos gás subsequentes.

H - Variáveis de facturação

Na regulação das empresas operadoras das infra-estruturas da RNTIAT, os proveitos permitidos são recuperados através da aplicação dos preços das tarifas sobre as variáveis de facturação.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Partido
S. J. L.
H. L.
[Handwritten signatures and initials]

Por isso a incerteza da sua estimativa para cada ano gás está na origem dos desvios de receita que, qualquer que seja o seu sinal, são naturalmente distorsores das tarifas nos anos subsequentes, facto que decorre da contabilização desses desvios tarifários referentes ao ano t , a recuperar no ano $t+2$. No cumprimento do RT, ao adicionar estes desvios aos proveitos permitidos do ano $t+2$ a flutuação dos preços pode ser significativa.

Solicita-se, por isso, a atenção da ERSE no sentido de avaliar o uso de procedimentos que permitam ainda no quadro do regulamento tarifário, minimizar esses impactes antecipando correcções caso os desvios sejam importantes e definindo eventualmente o nível a partir do qual a correcção possa ocorrer.

I – Enquadramento ibérico do tarifário

Numa óptica de MIBGÁS, o CT sugere que a ERSE acompanhe e enquadre o tarifário e as opções tarifárias de modo a garantir a competitividade, assegurar a reciprocidade e proporcionalidade no uso da plataforma ibérica de gás natural.

Igualmente, uma vez que as variáveis de facturação são muito diferentes, o CT sugere que ao nível das comparações das tarifas com Espanha a ERSE tenha especial cautela com os termos de comparação de forma a evitar eventuais análises distorcidas.

J - Proveitos Permitidos

O CT encontrou dificuldade na identificação dos valores produzidos em alguns proveitos permitidos, em particular na REN Gasodutos, Beiragás, Portgás e Tagusgás, pelo que sugere a sua melhor clarificação.

K - Pormenores de Redacção (Documento “Proposta”)

Na página 14, 2º parágrafo do ponto “Compensações” quem tem direito ao Provento Adicional são as empresas titulares de “Licença de Comercialização de Último Recurso Retalhista” não as “Concessionárias”.

Na página 128, o título do ponto 3.6.3.3 refere a “Tarifa de Uso da Rede de Distribuição” quando, de acordo com o texto deste ponto e com o Artº68º do Regulamento Tarifário, deveria ser “Rede de Transporte”.



III - CONCLUSÃO

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

Em 15 de Maio de 2008, o parecer que antecede foi votado na **GLOBALIDADE** tendo sido

APROVADO POR UNANIMIDADE

com a seguinte votação:

VOTOS A FAVOR:

- DECO - Assoc. Port. Def. Consumidores - *Julian Janins*
- U.G.C - UNIÃO GERAL DOS CONSUMIDORES - *[Signature]*
- REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS - *[Signature]*
REN GASODUTOS SA c/ declaração de voto.
- EVAlente, SA - grandes empresas de gás natural - *[Signature]*
- GDP - Serviços, SA ; com declaração de voto - *[Signature]*
- Gas Natural, SA; com declaração de voto - *[Signature]*
- ENACOP - PÁRTELA GÁS GÁS GÁS GÁS
DG Consumidores - *Christina Portugal*



Votos contra:

[Handwritten signature/initials]

Abstenções:

[Handwritten signature/initials]

Voto de qualidade:

[Handwritten signature/initials]

*em tempo: rasurado, na página 3, ponto c, 2ª linha "com";
e incluída a numeração dos páginas manualmente*

O presente parecer tem *noze* páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos: *três declarações de voto e de delegação de delegação de assinatura por parte do representante das entidades concessionárias.*

[Handwritten signature]
Maria Cristina Portugal
exIC/Direcção Geral do Consumidor

[Handwritten signature]
Pedro Manuel Amorim la Puente Furtado
REN GASODUTOS SA
Entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão

[Handwritten signature]
Pedro Carmona de Oliveira Ricardo
GALP GAS NATURAL SA
Entidades concessionárias de distribuição de gás natural

[Handwritten signature]
Jorge Manuel Rodrigues Lúcio
GDP-SERVIÇOS SA
Entidades licenciadas de distribuição local de gás natural

[Handwritten signature]
Delfim Loureiro
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

[Handwritten signature]
Alfredo Rocha
UGC - União Geral dos Consumidores

[Handwritten signature]
Patrícia Gomes
FENACOOB - Federação Nacional das Cooperativas Consumidores, FCRL

[Handwritten signature]
João Pedro Carepa Mendonça Santos
Fábrica Cerâmica de VALADARES SA
Grandes Consumidores de Gas Natural



N/Ref.: ART 2008/148

**Exma. Senhora
Dra. Maria Cristina Portugal
Digníssima Presidente do Conselho Tarifário da
ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Edifício Restelo
R. D. Cristóvão da Gama, 1
1400-113 LISBOA**

Lisboa, 15 de Maio de 2008

Assunto: Parecer do Conselho Tarifário

Exma. Senhora 

Eu, Pedro Carmona de Oliveira Ricardo, representante das Empresas Concessionárias de distribuição de gás natural, delego no representante das Empresas Licenciadas de distribuição local de gás natural, Eng. Jorge Manuel Lúcio, a assinatura do Parecer do Conselho Tarifário bem como das declarações apresentadas em nome das empresas de distribuição, desta data, no sentido da sua aprovação.

Apresento os meus melhores cumprimentos,



Pedro Carmona de Oliveira Ricardo

Declaração das Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural, anexa ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2008-09

II – D – Margem de Comercialização – Fundo de Maneio

As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o conteúdo do parecer do Conselho Tarifário, ao qual a presente declaração se anexa, não espelha o entendimento destas Entidades relativamente à decisão da ERSE no que concerne à margem de comercialização – fundo de maneio.

Saliente-se que, na data de publicação da Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2008-09 (ou seja, 15 de Abril de 2008), o Estado e as Entidades Concessionárias já tinham celebrado os novos contratos de concessão (que aconteceu em 11 de Abril de 2008), sendo o conteúdo dos contratos do conhecimento da ERSE.

Estando a ERSE legalmente obrigada a observar o disposto nos contratos de concessão, não se aceita que, na matéria vertente, a Proposta de Tarifas e Preços não obedeça exactamente ao disposto nos contratos de concessão.

Foi acordado entre o Estado e as Entidades Concessionárias que estas teriam direito, no âmbito da actividade de comercialização, a uma margem de comercialização que incorporasse a adequada remuneração do fundo de maneio e assegurasse o equilíbrio económico e financeiro das empresas; sendo que a ERSE conhece as razões subjacentes ao acordo atrás referido, nomeadamente a reposição do equilíbrio contratual das Concessões decorrente da modificação do respectivo regime contratual.

O Estado e as Entidades Concessionárias acordaram igualmente no critério (objectivo) de determinação da margem de comercialização – o critério de remuneração dos activos afectos à actividade de distribuição de gás natural.

Aliás, o critério referido no parágrafo anterior é aquele que reconhece o efectivo custo de capital da empresa, sendo difícil de compreender que uma parte das necessidades financeiras de uma empresa tem um custo de capital diferente das outras,

Em face do acima exposto, as Entidades Concessionárias só aceitam como critério válido de determinação da margem de comercialização o critério utilizado para a remuneração dos activos regulatórios.

GDP Semiza, SA - Juge Karl Roslyn L
/Gdp Co Natural, SA - Juge Karl Roslyn L

pr

**Declaração das Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural,
anexa ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural
para o Ano Gás 2008-09**

II – E.1 – Contadores

As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o conteúdo do parecer do Conselho Tarifário não espelha o entendimento destas Entidades relativamente à decisão da ERSE de excluir os contadores dos activos remunerados.

As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o sentido retirado pela ERSE do art. 8.º da Lei 12/2008 não tem qualquer correspondência com o texto da norma nem se justifica com a consideração de quaisquer outros elementos interpretativos.

A lei apenas proíbe que na facturação dos serviços prestados aos utentes sejam incluídas rubricas referentes a preço, aluguer, amortização, ou inspeção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados. Não se consegue encontrar, em lado algum do diploma, uma proibição de incluir os encargos relativos aos contadores ou outros instrumentos de medição na formação dos preços desses serviços.

Sublinhe-se que se este entendimento da ERSE for levado às últimas consequências, a mesma ERSE terá de proibir as concessionárias de cobrar quaisquer quantias pelo gás fornecido que não decorram do custo do mesmo gás e custos de organização, dado que a formulação ampla do art.º 8.º da Lei 12/2008 abrange a cobrança de importâncias relativas a contadores *ou a outros equipamentos* — cfr. as alíneas b), c) e d) do n.º 2 — o que levaria a excluir todos os *outros equipamentos* das concessionárias dos activos a remunerar. Ora, parece que tal conclusão seria absurda sob as todas as perspectivas, pelo que não pode de modo algum- ser considerada.

Também consequência extrema, se a interpretação da ERSE fosse levada às últimas consequências, seria o facto de as empresas serem obrigadas a cessar de instalar e substituir contadores – no sentido de que não teriam meios para fazer face ao custo respectivo - pelo que, na prática, se veriam impedidas de cumprir com um das actividades fundamentais do Contrato de Concessão que é o da medição correcta das quantidades de gás natural entregue aos consumidores finais, o que poria

consequencialmente em causa a própria Concessão, e o equilíbrio contratual atingido entre as empresas e o concedente nas renegociações dos Contratos de Concessão.

Finalmente, não podemos deixar de dar relevo ao facto de no sector eléctrico, também regulado pela ERSE, o respectivo Regulamento de Relações Comerciais, tal como no similar do Sector do Gás Natural, prever, no art. 121.º, n.º 3, que as entidades sobre quem recai o encargo de fornecimento e instalação dos equipamentos de medição não podem cobrar qualquer quantia a título de aluguer ou indemnização pelo uso dos referidos aparelhos; não obstante, a ERSE nunca excluiu os contadores do activo a remunerar nas empresas do sector eléctrico.

GPP Sembrós, SA - José Manuel Raby
Gás Natural, SA - José Manuel Raby

Declaração da entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão.

O processo de comparação tarifária entre as diversas infra-estruturas da RNTIAT e as congéneres em Espanha é realizada pela ERSE, tendo por base as quantidades do sistema nacional a que se aplicam as tarifas em Espanha comparando-se em seguida os proveitos resultantes desta aplicação com os previstos pela ERSE para essas empresas.

Dado que em Espanha as tarifas e quantidades de cada infra-estrutura não reflectem directamente os proveitos dessas infra-estruturas, existem distorções na comparação que consideramos induzir em erro os observadores. De facto, quando se comparam proveitos permitidos de uma determinada infra-estrutura com uma similar em Espanha (por exemplo o terminal de GNL) verifica-se que na análise da ERSE o terminal nacional está aparentemente 17% mais caro em termos de tarifa média do que se fosse usada a tarifa em Espanha, embora ao nível dos proveitos permitidos o terminal nacional esteja por exemplo 12,5% abaixo dos previstos para um terminal com características similares em Espanha.

Pedro Yamel Amador Le Panto

Anexo IV ao parecer CT

ANEXO IV
**COMENTÁRIOS AO “PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2008-2009”**

Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-2009”

I – Na Generalidade

Agradece-se o Parecer do Conselho Tarifário e em particular a apreciação favorável na generalidade da proposta da ERSE.

A ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário constante do ponto 4 do parecer e da necessidade de promover a estabilidade dos pressupostos e montantes constantes da proposta face ao documento final de tarifas.

Ainda de acordo com a recomendação do Conselho Tarifário constante do ponto 8, a ERSE continuará a acompanhar atentamente a evolução dos preços dos combustíveis.

II – Na Especialidade

A – Novos contratos de concessão e licenças de distribuição local

Relativamente à actividade de distribuição, a ERSE procedeu à incorporação nos proveitos permitidos do ano gás de 2008-2009 dos mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro, estabelecidos nos contratos de concessão das empresas distribuidoras, assinados em 11 de Abril do corrente ano, de acordo com a informação previsional enviada pelas empresas.

Não tendo sido enviada a informação relativa às empresas distribuidoras que possuem licenças de distribuição local o mesmo procedimento não pôde ser adoptado no ano gás 2008-2009.

O reconhecimento de eventuais ajustamentos decorrentes quer de valores finais relativos às concessionárias quer de valores a definir relativos às licenciadas, será efectuado, após a sua aceitação pelo Estado concedente, nas tarifas de anos futuros.

B – Uniformidade tarifária

Conforme sugerido pelo Conselho Tarifário, as tarifas agora aprovadas asseguram, para os fornecimentos abaixo dos 10 000 m³, o reforço da convergência em relação à proposta inicial da ERSE permitindo acelerar o processo de uniformidade tarifária. As tarifas agora aprovadas asseguram uma uniformidade tarifária total por região, em termos médios, avançando-se assim para a harmonização de preços por escalão de consumo em todo o território nacional.

Com os preços em vigor até à presente data registavam-se diferenças significativas por região, resultantes das diferentes condições estabelecidas em cada um dos contratos de concessão celebrados com empresas distintas e em horizontes temporais também distintos. A aplicação de variações tarifárias diferenciadas por região permite assegurar a convergência tarifária em termos médios por região.

C - Promoção e concorrência entre fontes energéticas

Foi seguida a recomendação do Conselho Tarifário de considerar na tarifa mensal 2 escalões, entre 10 000 m³ e 100 000 m³ e entre 100 000 m³ e 2 000 000 m³. A introdução do escalão adicional contribuiu para reforçar a uniformidade tarifária tratada no ponto anterior.

D – Margem de Comercialização – Fundo de Maneio

Em Fevereiro do corrente ano a ERSE procedeu a alterações na forma de regulação dos comercializadores de último recurso, tendo adoptado um método de regulação que garante a sustentabilidade económico-financeira dos operadores envolvidos. Estas alterações foram objecto de parecer do Conselho Tarifário em 10 de Março de 2008.

A ERSE no documento designado por “Alteração da Fórmula de Regulação dos Comercializadores de Último Recurso” justifica a necessidade de modificar a fórmula de regulação, define os parâmetros utilizados e explica cada uma das parcelas que compõem a fórmula dos proveitos permitidos deste operador.

A ERSE, na proposta de alteração da fórmula de regulação, fundamentou o seu trabalho com a informação disponibilizada pelas empresas. Reconhecendo que aquela informação poderá a vir a sofrer alterações, a ERSE considera aceitável a proposta do Conselho Tarifário de realização de um estudo que analise com maior profundidade os seguintes temas:

1. Adequação da Euribor a 3 meses como taxa utilizada na fórmula de regulação dos comercializadores de último recurso;
2. Pertinência do *spread* de 1,5%.

E – Efeitos nas tarifas da aplicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro

E.1 Contadores

Com a publicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, com produção de efeitos a partir de 26 de Maio de 2008, ou seja antes do início do ano gás 2008-2009, a ERSE não pode deixar de dar cumprimento ao que nela foi estabelecido (artigo 8.º) relativamente aos contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços de fornecimento de gás natural.

A referida Lei não permite a cobrança aos utentes de qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspecção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços de fornecimento de gás natural e ainda “Qualquer outra taxa...independentemente da designação utilizada”.

Neste sentido, a ERSE não pode considerar para efeitos de regulação o valor dos activos associados a contadores independentemente dos mesmos continuarem a integrar os activos considerados nos contratos de concessão, assinados com as empresas. Assim, a ERSE procedeu de acordo com o estabelecido na legislação.

A ERSE, na proposta de tarifas, apresentou toda a informação disponibilizada pelas empresas. Não tendo havido posterior actualização desta informação por parte das empresas, não se procedeu a qualquer alteração, continuando a aguardar-se as conclusões das auditorias de avaliação dos activos em causa, nos termos estabelecidos pela ERSE.

E.2 Periodicidade da facturação

De acordo com a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, a facturação do serviço de fornecimento de gás natural deve ter uma periodicidade mensal. A ERSE em comunicado emitido sobre este tema menciona que “o direito à facturação mensal poderá ser exercido a todo o tempo pelos consumidores, de acordo com os princípios da gratuidade, acessibilidade, celeridade e facilidade”.

Desta forma, as empresas terão de disponibilizar e comunicar a todos os consumidores as informações sobre o direito à facturação mensal para que os interessados possam, se assim entenderem, exercer este direito.

Face ao exposto, e uma vez que ainda não existem dados sobre o número de consumidores interessados na facturação mensal, os custos da eventual aplicação da facturação mensal não foram considerados pela ERSE na determinação das tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2008-2009.

F – Custos e Tarifas

F.1 Fixação da Tarifa de Energia

De acordo com o cenário actual de instabilidade no preço das matérias-primas a nível mundial, os valores previstos do custo do gás natural enviados pelas empresas para efeito de cálculo das tarifas poderão ficar rapidamente desactualizados, situação que resulta da diferença temporal que existe entre o envio da informação à ERSE e a aplicação daqueles valores (seis meses).

Concorda-se que dada esta volatilidade dos preços da energia primária importa definir a tarifa de Energia com previsões baseadas em informação mais recente.

As empresas, de acordo com o n.º 3 do artigo 133.º do Regulamento Tarifário, estão obrigadas a enviar até 15 de Dezembro do ano anterior ao do início de cada ano gás as estimativas para o ano em curso (t-1) e as previsões para o ano seguinte (t). Esta preocupação do Conselho Tarifário vem ao encontro de uma prática que a ERSE já adoptou neste processo de fixação das tarifas, que consiste na consideração de informação previsional o mais actualizada possível.

F.2 Efeito de escala no mercado industrial

Os ganhos de escala, referidos pelo Conselho Tarifário, derivados da integração de vários pontos de abastecimento traduz-se numa subsidiação cruzada, que não é aceitável nem constitui uma boa prática regulatória. Trata-se de uma falha que importa corrigir assegurando-se que estes descontos por efeito de agregação, aos quais não estão associadas reduções de custos, não sejam pagos pelos restantes consumidores.

G – Factor de perdas e autoconsumos nas redes de distribuição

Relativamente ao factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição, a proposta apresentada à ERSE pelas empresas não cumpre com o disposto no RARII, já que não apresenta valores diferenciados para as redes de distribuição em média e baixa.

Apesar do parecer do Conselho Tarifário recomendar que se considere a proposta apresentada pelas empresas, a ERSE optou por manter a sua posição inicial relativa aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição em média pressão e em baixa pressão.

Esta posição da ERSE reforça a recomendação aos operadores das redes de distribuição para desenvolverem estudos de determinação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos das suas redes, que permitam esclarecer as dúvidas que persistem sobre a diferenciação dos valores a apresentar para as redes em média pressão e em baixa pressão e sustentar os valores que apresentem.

Importa referir que esta solução é neutra em termos económicos para as empresas já que, do ponto de vista do balanço de energia e em função dos dados concretos que irão ser recolhidos ao longo do ano gás, os custos de aprovisionamento de energia serão ajustados.

H – Variáveis de facturação

A ERSE concorda com as preocupações do Conselho Tarifário. A ERSE está a analisar metodologias possíveis no sentido de melhorar o tratamento a dar aos desvios tarifários reduzindo distorções do sinal preço a transmitir aos consumidores por forma a fomentar uma adequada afectação de recursos.

I – Enquadramento ibérico do tarifário

Esta situação mereceu a melhor atenção da ERSE e continuará a merecê-la no âmbito da criação do MIBGAS. Na documentação que suporta a aprovação das tarifas de gás natural, a ERSE aperfeiçoou a metodologia de comparação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e da tarifa de Armazenamento Subterrâneo.

J – Proveitos Permitidos

A ERSE teve em atenção os comentários que as empresas enviaram, tendo procurado ir ao encontro das solicitações do Conselho Tarifário.

K – Pormenores de Redacção (Documento “Proposta”)

As alterações sugeridas foram incorporadas no documento final das tarifas.