

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2012-2013**

junho 2012

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

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES.....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2012-2013.....</b>	<b>9</b>
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural .....	9
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN .....	10
3.1.2	Perdas e auto consumos nas redes.....	13
3.2	Balanço de energia no SNGN para 2012-2013 .....	14
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN .....	16
<b>4</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2012 E 2013 .....</b>	<b>19</b>
<b>5</b>	<b>UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS .....</b>	<b>27</b>
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão .....	27
5.1.1	Caracterização da utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	27
5.1.1.1	Terminal de GNL .....	27
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo.....	30
5.1.1.3	Rede de transporte .....	31
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	40
5.2	Redes de distribuição .....	42
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária .....	42
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem .....	43
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais .....	44
5.3	Comercialização de último recurso .....	45
5.4	Comercialização em regime de mercado.....	46
<b>6</b>	<b>CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2012-2013 .....</b>	<b>49</b>
6.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	50
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	50
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	50
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	51
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	53
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição .....	54
6.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	54
6.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	54
6.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	54
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso.....	55

6.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas .....	55
6.3.2	Tarifa Transitória de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 M <sup>3</sup> .....	55
6.3.3	Tarifa Transitória de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M <sup>3</sup> .....	56
6.3.4	Tarifa Transitória de Energia para grandes clientes .....	56
6.3.5	Tarifa Transitória de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 M <sup>3</sup> .....	57
6.3.6	Tarifa Transitória de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M <sup>3</sup> .....	57
6.3.7	Tarifa Transitória de Comercialização para grandes clientes .....	57
6.4	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de rede para aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores.....	58
6.4.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão.....	58
6.4.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M <sup>3</sup> .....	58
6.4.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < .....	66
6.5	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais .....	67
6.5.1	Tarifa Transitória de venda a clientes finais dos comercializadores retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais 10 000 m <sup>3</sup> .....	67
6.5.2	Tarifas Transitórias de venda a clientes finais dos Comercializadores Retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m <sup>3</sup> e inferiores a 2 milhões de m <sup>3</sup> .....	68
6.5.3	Tarifas Transitórias para grandes clientes do CUR Grossista ligados à rede de distribuição .....	76
<b>7</b>	<b>PERÍODOS TARIFÁRIOS.....</b>	<b>77</b>
7.1	Período de fora de vazio na rede de transporte.....	77
7.2	Período de fora de vazio nas redes de distribuição .....	77
<b>8</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS .....</b>	<b>79</b>
8.1	Proposta da REN Gasodutos para os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT .....	80
8.1.1	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN.....	80
8.1.2	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.....	81
8.1.3	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo ....	83
8.1.3.1	Autoconsumos no processo de injeção .....	83
8.1.3.2	Autoconsumos no processo de extração .....	84
8.1.3.3	Autoconsumos em “stand-by” .....	84
8.1.3.4	Purgas de gás natural.....	85
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	86
8.3	Análise da ERSE às propostas .....	87
8.3.1	Análise dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN .....	87
8.3.2	Análise dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL...	87

---

8.3.3	Análise dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo .....	88
8.3.4	Análise dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	88
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas da RPGN para o ano gás 2012-2013.....	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Fator de utilização e consumo de energia elétrica líquido de PRE.....	4
Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2012-2013 na perspetiva dos operadores de redes.....	6
Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2012-2013, na perspetiva das redes e dos comercializadores.....	7
Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2012-13 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	13
Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2012-13 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	13
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN em 2012-13 .....	17
Figura 4-1 - Quantidades de energia saídas do Terminal (injeções RNT e camiões cisterna) ocorridas e consideradas para definição de proveitos.....	19
Figura 4-2 - Quantidades de energia saídas da RNTGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos .....	20
Figura 4-3 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos .....	22
Figura 4-4 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN .....	22
Figura 4-5 - Previsão da ERSE para 2012 e 2013 das vendas totais de energia dos CURr .....	25
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2009 a 2011.....	27
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2009 a 2011.....	28
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2009 a 2011.....	28
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2009 a 2011 .....	29
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2009 a 2011 .....	29
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2009 a 2011 .....	30
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2009 a 2011.....	30
Figura 5-8 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2011.....	31
Figura 5-9 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2011 .....	32
Figura 5-10 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2009 a 2011 .....	33
Figura 5-11 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2009 a 2011 .....	33
Figura 5-12 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2009 a 2011.....	34
Figura 5-13 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2009 a 2011.....	34
Figura 5-14 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2009 a 2011 .....	35
Figura 5-15 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2009 a 2011 .....	35
Figura 5-16 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2009 a 2011.....	36
Figura 5-17 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2009 a 2011.....	36

---

Figura 5-18 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2009 a 2011 .....	37
Figura 5-19 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2009 a 2011 .....	37
Figura 5-20 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2009 a 2011 .....	38
Figura 5-21 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2009 a 2011 .....	38
Figura 5-22 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2009 a 2011 .....	39
Figura 5-23 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2009 a 2011 .....	39
Figura 5-24 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2011, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto .....	40

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2012-2013 .....	14
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2012-2013 .....	15
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2012-2013 .....	15
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2012-2013 .....	16
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos .....	21
Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos .....	21
Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	23
Quadro 4-4 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	23
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos .....	24
Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos .....	24
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais .....	42
Quadro 5-2 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2012-2013 .....	47
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2012-2013 .....	49
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2012-2013 .....	50
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	50
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	51
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada .....	51
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de entrada .....	51
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito do mecanismo de atribuição de capacidade nas interligações (entrada na RNTGN) .....	52
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída .....	52
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de saída .....	52
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito do mecanismo de atribuição de capacidade nas interligações (saída da RNTGN) .....	53
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema .....	53
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema .....	53
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	54
Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição .....	54

Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição .....	55
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas.....	55
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m <sup>3</sup> .....	56
Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m <sup>3</sup> .....	56
Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Energia para grandes clientes.....	56
Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m <sup>3</sup> .....	57
Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m <sup>3</sup> .....	57
Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Comercialização a grandes clientes.....	58
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 .....	58
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Beiragás .....	59
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Beiragás.....	59
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Dianagás .....	59
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Dianagás.....	60
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Duriensegás .....	60
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Duriensegás .....	60
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Lisboaagás.....	61
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Lisboaagás .....	61
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Lusitaniagás .....	61
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Lusitaniagás .....	62
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Medigás.....	62
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Medigás .....	62
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Paxgás .....	63
Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Paxgás.....	63

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Portgás.....	63
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Portgás .....	64
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Setgás.....	64
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Setgás.....	64
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Sonorgás.....	65
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Sonorgás .....	65
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Tagusgás .....	65
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Tagusgás.....	66
Quadro 6-46 - Resumo das quantidades para o ano gás 2012-2013 das Tarifas de Acesso às Redes em BP< .....	66
Quadro 6-47 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP< .....	67
Quadro 6-48 - Resumo das quantidades para o ano gás 2012-2013 das Tarifas de Venda a Clientes Finais e Tarifas Transitórias em BP< .....	68
Quadro 6-49 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais e Tarifas Transitórias em BP< .....	68
Quadro 6-50 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	69
Quadro 6-51 - Quantidades para o ano gás 2013-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás .....	69
Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	69
Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás .....	70
Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	70
Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás .....	70
Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaagás .....	71
Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaagás .....	71
Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	71
Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás .....	72
Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás .....	72

Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás.....	72
Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás.....	73
Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás .....	73
Quadro 6-64 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU.....	73
Quadro 6-65 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU .....	74
Quadro 6-66 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	74
Quadro 6-67 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás .....	74
Quadro 6-68 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás .....	75
Quadro 6-69 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás.....	75
Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás .....	75
Quadro 6-71 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás.....	76
Quadro 6-72 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2 milhões m <sup>3</sup> por ano.....	76
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNTGN para o ano gás 2012-2013 .....	77
Quadro 7-2 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2012-2013 .....	77
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos .....	80
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG nos anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011.....	81
Quadro 8-3 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011.....	83
Quadro 8-4 - Dados reais para a injeção .....	84
Quadro 8-5 - Dados reais de extração .....	84
Quadro 8-6 - Autoconsumos em “stand-by” .....	85
Quadro 8-7 - Fator de ajustamento para o armazenamento subterrâneo .....	86
Quadro 8-8 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	87
Quadro 8-9 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN natural em 2012-2013 .....	89



## 1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás natural tem incidência nos preços das várias tarifas e nos proveitos permitidos previstos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determina a utilização esperada para o ano gás das diversas infraestruturas do sistema de gás natural, bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de faturação.

A rápida evolução dos consumos de gás natural em Portugal, quer por via dos consumos domésticos e industriais, quer pela instalação de novos centros electroprodutores, determinou grandes investimentos na rede de transporte e nas infraestruturas de alta pressão, os quais foram alinhados com a previsão da procura futura. A determinação do nível da procura nacional em cada ano é por esta razão um fator crítico no cálculo das tarifas e proveitos para o ano gás.

Na procura associada aos comercializadores de último recurso considerou-se a extinção gradual das tarifas reguladas para os consumidores com consumo anual inferior a 10 000 m<sup>3</sup>, no decurso do ano gás. De acordo com o Decreto-Lei n.º 74/2012 de 26 de março, considera-se o seguinte calendário de extinção das tarifas de venda de gás natural reguladas:

- 1 de julho de 2012 para consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> e inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>;
- 1 de janeiro de 2013 para consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>.

Desta forma, assume-se que a saída efetiva para o mercado dos clientes com um consumo anual inferior a 10 000 m<sup>3</sup> se processará de forma gradual ao longo do período de aplicação das tarifas transitórias.

No capítulo 2 deste documento analisam-se os cenários adotados na previsão do consumo de gás natural por tipo de consumidores.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2012-2013, bem como a metodologia e pressupostos subjacentes à sua elaboração.

No capítulo 4 são transpostos os pressupostos que sustentam o balanço de energia para o ano gás 2012-2013 para as variáveis relacionadas com o consumo de gás natural, que apoiam a definição dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

Nos capítulos 5 a 6 é apresentada uma caracterização da utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural e uma caracterização das quantidades associadas às tarifas reguladas de uso das infraestruturas, às tarifas de venda a clientes finais e às tarifas transitórias, sendo igualmente descritos os pressupostos que determinaram os resultados obtidos.

Está ainda incluída neste documento uma definição dos períodos tarifários nas redes de transporte e de distribuição (capítulo 7) e a definição e justificação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas (capítulo 8).

O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013”.

## 2 CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES

Em Portugal os consumidores de gás natural podem ser subdivididos em três grandes grupos: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. Os centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, representam cerca de 40% do consumo total, fração idêntica à dos pequenos e médios consumidores, que são abastecidos pelo operador da rede de distribuição em média e baixa pressão. Por seu lado, os grandes consumidores industriais, fornecidos em alta pressão, são maioritariamente instalações de cogeração e representam cerca de 20% do consumo nacional.

Enquanto os consumidores ligados às redes de distribuição apresentam consumos bastante dispersos e relativamente estáveis, designadamente em baixa pressão, os consumos em alta pressão estão bastante concentrados e são muito influenciáveis por fatores externos, não só económicos, como também climáticos no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, cuja produção de energia elétrica, e portanto o respetivo consumo de gás natural, tem uma correlação inversa com a hidraulicidade. A entrada em funcionamento ou a paragem não prevista de um centro electroprodutor em regime ordinário ou de um grande consumidor industrial criam, atualmente, descontinuidades significativas na evolução do consumo nacional de gás natural.

Assim, dificilmente se podem aplicar modelos previsionais de evolução da procura para cerca de 60% do consumo nacional de gás natural. Quanto ao restante consumo, apenas o consumo afeto à baixa pressão, menor do que 10 000 m<sup>3</sup> tem apresentado uma nítida tendência de evolução.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários para o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas têm em consideração as previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os seus respetivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas, nos diferentes níveis do balanço físico de gás natural ou, de um ponto de vista comercial, da cadeia de valor do sector, coexistem igualmente diferentes prismas para a evolução dos consumos de gás natural que importa à ERSE ponderar, reequacionando essas previsões no quadro económico e regulatório que se perspetiva.

No que diz respeito às previsões do operador da RNTGN, estas estão em linha com os valores reais ocorridos até à data, tendo em consideração a evolução prevista para a atividade económica até ao final de 2013<sup>1</sup>, que implica a interrupção da tendência de crescimento do consumo reiniciada em 2009. Este aspeto foi mais marcante nas previsões da REN para os consumos em alta pressão.

---

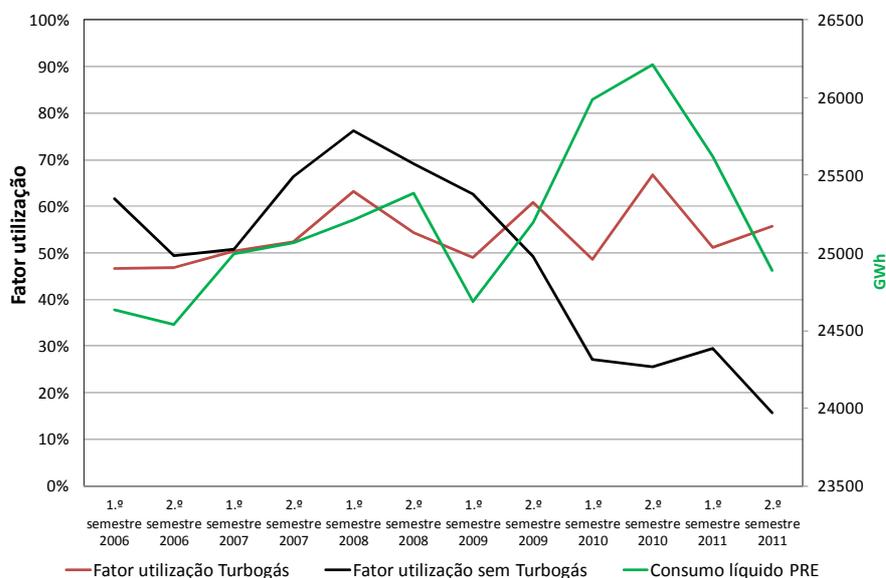
<sup>1</sup> Tendo subjacente a definição dos proveitos permitidos das empresas por ano civil.

No que diz respeito aos centros electroprodutores, a REN prevê um decréscimo do consumo que é consentâneo com a menor utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural decorrente do crescimento da produção em regime especial e da diminuição do consumo de energia elétrica. A dificuldade em colocar a produção das centrais de ciclo combinado a gás natural em mercado é agravada pelo facto do custo de produção das centrais térmicas a carvão ter voltado a ser significativamente mais baixo do que o das centrais de ciclo combinado a gás natural, devido à evolução em sentido oposto do preço do petróleo e do preço do carvão. O preço do petróleo, que determina o preço do gás natural consumido nestas centrais, tem crescido, enquanto o preço do carvão tem diminuído.

Importa contudo sublinhar que a central da Turbogás tem sido imune a esta tendência por estar enquadrada por um contrato de fornecimento de gás natural do tipo *take-or-pay* que a obriga a consumir uma quantidade mínima de gás natural em cada ano (Quantidade Anual Contratual - QAC) e, conseqüentemente, a colocar energia elétrica no mercado de uma forma quase independente da evolução do preço de mercado.

A figura que se segue ilustra este ponto, ao apresentar a relação entre os fatores de utilização médios semestrais<sup>2</sup> da central da Turbogás e das restantes centrais de ciclo combinado a gás natural, juntamente com o consumo de energia elétrica líquido da produção em regime especial desde o 1.º semestre de 2006.

**Figura 2-1 - Fator de utilização e consumo de energia elétrica líquido de PRE**



<sup>2</sup> Relação entre a energia elétrica produzida e o produto entre a potência instalada e o número de horas do período.

Porém, as previsões da REN não consideram o fato da QAC da central da Turbogás ter sido diminuída, sendo que desse modo as quantidades mínimas de consumo de gás natural para 2012 e para 2013 são inferiores às estipuladas no contrato para 2011. Considera-se, igualmente, que as previsões de consumo para as restantes centrais de ciclo combinado a gás natural são demasiado conservadoras para o ano gás 2012-2013, ao implicarem um fator de utilização dessas centrais entre 15 e 20%, ainda menor do que o verificado em 2011.

Assim, reequacionaram-se as previsões da REN para os consumos dos centros electroprodutores, prevendo-se um consumo menor de gás natural na central da Turbogás, mas, em contrapartida, consideram-se maiores consumos nas restantes centrais de ciclo combinado a gás natural. Desse exercício, resultou uma nova previsão para o consumo das centrais de ciclo combinado no ano gás 2012-2013 de 20,9 TWh, cerca de 0,7 TWh acima das previsões do operador da RNT.

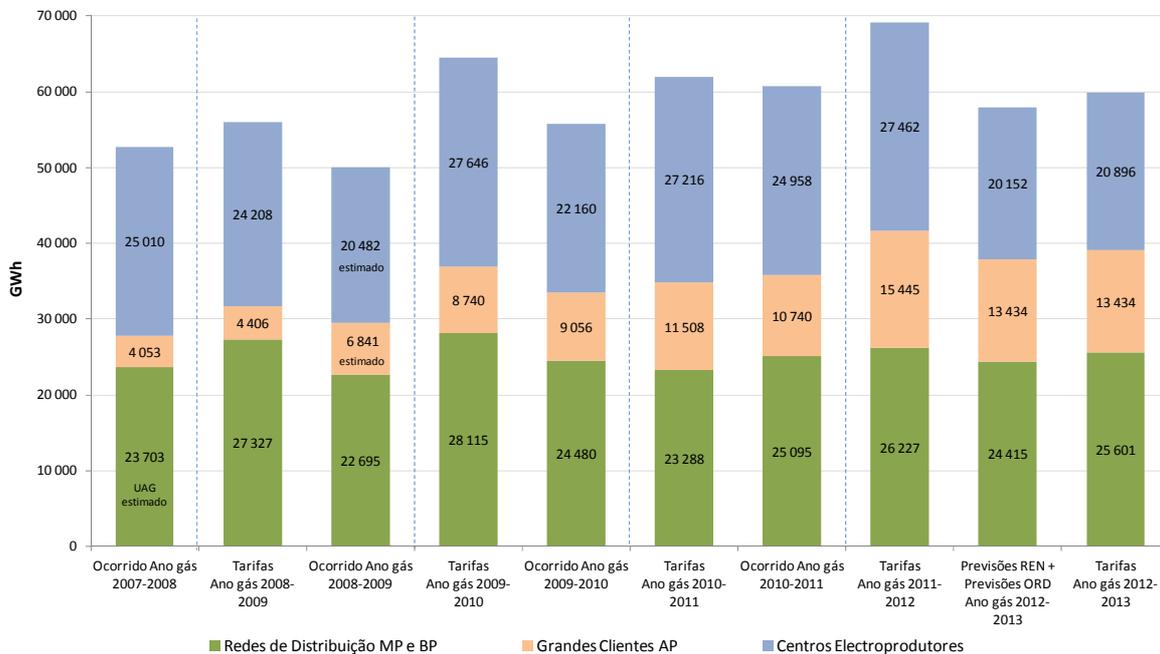
No que concerne ao gás natural que saiu das redes de distribuição no ano gás 2010-2011, constata-se que os valores provenientes dos operadores das redes de distribuição (ORD) e do operador da rede de transporte (ORT) têm diferenças não desprezáveis, que ascendem a cerca de 1 TWh para o total dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição. Em face deste diferencial, a ERSE optou por considerar como valores físicos reais, os valores provenientes do ORT correspondentes a leituras efetuadas nas GRMS de entrega de gás natural às redes de distribuição interligadas à rede de transporte e incorporou, posteriormente, as correções relativas às transferências de gás natural entre redes de distribuição, às perdas e autoconsumos e ao gás natural proveniente de GNL (UAG) fornecido às redes isoladas. Esta opção decorre do facto da medição da energia veiculada nas redes de distribuição para um período predefinido se nos afigurar mais precisa quando efetuada à entrada da rede pelo operador do ORT, tanto devido aos métodos empregues, como devido à maior frequência com que é realizada. Deste modo, no ano gás 2010-2011 o consumo de gás natural abastecido a partir das redes de distribuição foi de 25,0 TWh. Por outro lado, a comparação das estimativas dos ORD para o 2.º semestre de 2011 com os dados reais do mesmo período recebidos do ORT no início do ano de 2012, mostram um desvio positivo dos valores reais de cerca de 0,5 TWh, o que levou a ERSE a rever em alta as estimativas de consumo para o ano gás 2011-2012.

No que concerne às previsões de consumo abastecido pelas redes de distribuição para o ano gás 2012-2013, os valores totais indicados pelos ORD e pelo ORT são, ao contrário de anos anteriores, concordantes. Neste quadro, a ERSE optou por realizar a sua previsão dos fornecimentos dos ORD para o ano gás 2012-2013, tendo por base as estimativas das empresas para 2011-2012 afetadas do desvio acima mencionado e mantendo a taxa de evolução de 2011-2012 para 2012-2013 implícita nos valores das empresas de distribuição. Como resultado, as previsões adotadas pela ERSE resultam num crescimento das quantidades de cerca de 2,0% em dois anos, passando o fornecimento aos ORD's de 25,0 TWh para 25,5 TWh.

No que diz respeito aos fornecimentos a clientes em Alta Pressão, a ERSE assumiu a previsão do operador da RNTGN (13,4 TWh), por considerar que a mesma é aderente à evolução expectável para este segmento. Esta decisão internaliza o facto de não estar prevista a entrada em operação de novos consumidores ligados em alta pressão (cogeradores a gás natural ou grande industria), bem como o abrandamento da atividade económica.

A Figura 2-2 explicita as previsões da ERSE, enquadrando-as com os últimos dados ocorridos no passado, assim como com as opções tomadas.

**Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2012-2013 na perspetiva dos operadores de redes**



Na perspetiva comercial há igualmente que considerar outro aspeto determinante na caracterização da procura: o ritmo de saída de clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) para comercializadores em mercado. No quadro atual, os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> encontram-se num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. Os dados reais mais recentes para este segmento revelam uma quota de liberalização de 95% em consumo e de 45% em número de clientes.

No que diz respeito aos clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de Março, recentemente publicado, determina a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumo anual superior a 500 m<sup>3</sup> a partir de 1 de julho de 2012. Para os clientes com consumo anual inferior a 500 m<sup>3</sup>, a extinção da tarifa regulada ocorrerá a partir de 1 de janeiro de 2013. Para estes escalões de consumo existirão tarifas transitórias, que incorporarão um fator de agravamento

com vista a induzir a transição dos clientes para o mercado, respetivamente até ao final de 2014 e até ao final de 2015.

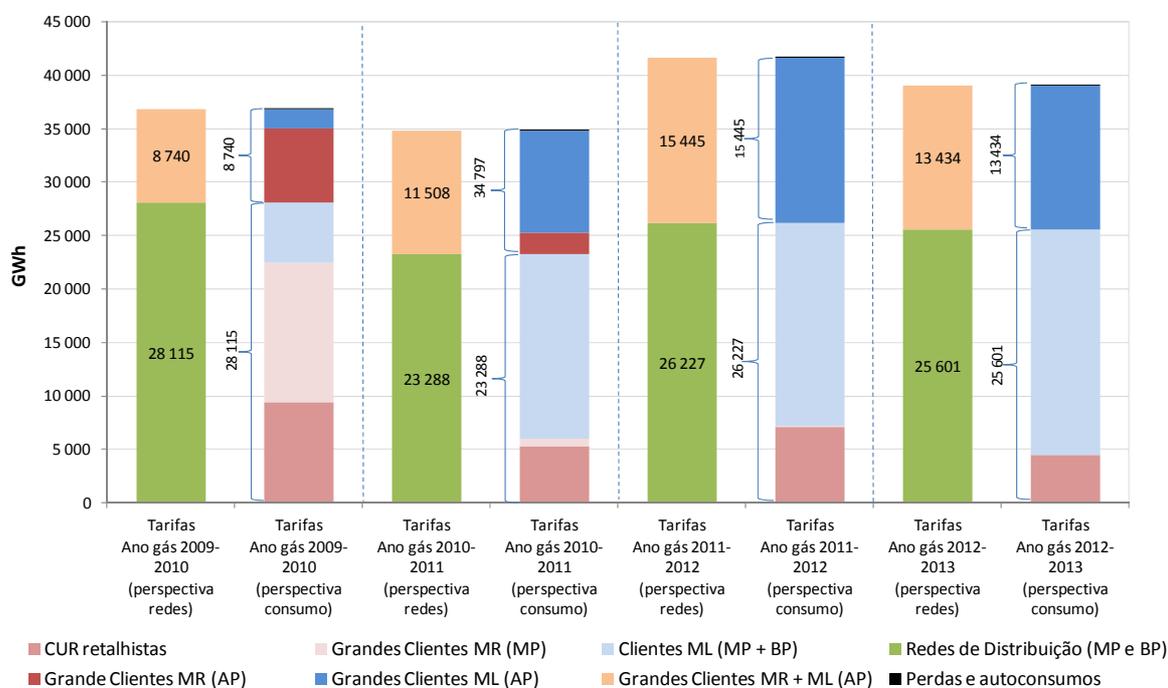
Por outro lado, todos os novos contratos de fornecimento de gás natural serão obrigatoriamente celebrados com comercializadores liberalizados.

Neste contexto, reconsideraram-se as previsões dos CURr para o ano gás 2012-2013, de modo a incorporarem uma saída para o mercado de clientes no segmento de consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> mais consentânea com as alterações legislativas, tendo as previsões dos consumos e número de clientes dos CURr sido revistas em baixa, refletindo valores mais otimistas para as quotas do mercado liberalizado.

No que diz respeito aos consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, introduziu-se um critério de redução de consumos que considera a transição para o mercado liberalizado.

A Figura 2-3 concilia a perspetiva dos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição com a perspetiva dos comercializadores, ao comparar a saída de gás natural das redes com os fornecimentos dos comercializadores.

**Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2012-2013, na perspetiva das redes e dos comercializadores**



Nota: MR - Mercado regulado, ML - Mercado liberalizado



### **3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2012-2013**

A caracterização do Balanço de Energia do SNGN tem por objetivo determinar a previsão de quantidades de gás natural para as saídas e entradas do SNGN, em particular nas infraestruturas da rede de transporte em Alta Pressão e nas redes de distribuição.

O Balanço de Energia pode ser apresentado segundo duas perspetivas diferentes: a perspetiva física e a perspetiva comercial. Ambas devem ser coerentes entre si, permitindo satisfazer as necessidades criadas pelo cálculo de tarifas reguladas de uso das infraestruturas, de tarifas de venda a clientes finais e de tarifas transitórias.

Este capítulo detalha a metodologia utilizada na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2012-2013, apresentando esse mesmo balanço.

#### **3.1 METODOLOGIA DE PREVISÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL**

A metodologia de previsão do balanço de energia é um exercício de conciliação entre as abordagens *top-down* e *bottom-up*. Em particular, deve conciliar a determinação global e agregada do consumo nacional (relacionada com indicadores de tendência, macro-económicos, novos investimentos, etc.) com a informação distribuída das previsões regionais, elaboradas pelos diversos operadores da rede e comercializadores.

Na previsão do consumo nacional foram consideradas as previsões dos operadores das redes para os grandes consumidores industriais e para os consumidores mais pequenos (residenciais, terciário e pequena indústria) e as previsões individuais efetuadas para cada centro electroprodutor ligado à rede de transporte.

Uma vez definido o consumo nacional, a construção do balanço de energia acontece por desagregação sucessiva dos valores agregados de consumo e a sua distribuição física no sistema de gás natural (por nível de pressão de ligação, por região, etc.).

Em seguida sumarizam-se diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2012-2013.

### 3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNGN

#### APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

- A satisfação dos consumos de gás natural em Portugal para 2012-2013 foi prevista tendo em conta uma distribuição entre os vários pontos de entrada na rede de transporte de gás, assumindo valores nulos para a exportação.
- A previsão da distribuição do gás pelas entradas na rede de alta pressão privilegia o terminal de GNL, como se tem verificado através de uma análise histórica e à semelhança do que se passa em Espanha, com valores superiores a 60%.
- Relativamente às entradas interligadas com a rede espanhola, verifica-se que Campo Maior é o principal ponto de entrada terrestre na rede portuguesa, embora se contemple uma quantidade reduzida de gás fornecido a partir de Valença do Minho, cuja importância como ponto de entrada apareceu sobretudo a partir do momento da construção do terminal de GNL em Vigo. De acordo com informação prestada pelo Operador da Rede de Transporte relativamente ao ano 2011 verificou-se um fluxo de importação de gás natural na fronteira de Valença do Minho.

#### CENTROS ELECTROPRODUTORES

- As alterações na contratação de gás natural pela central da Turbogás, para os anos de 2012 e 2013, implicam uma menor utilização desta central face às previsões da REN.
- Considera-se uma maior utilização das restantes centrais de ciclo combinado, comparativamente com o previsto pela REN.
- Prevê-se a manutenção em 2012 e 2013 dos preços relativos do carvão e do petróleo, que coloca as centrais a carvão em vantagem de preço face às centrais de ciclo combinado a gás natural.

#### ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Considerou-se a previsão dos operadores da infraestrutura (REN Armazenagem e Transgás Armazenagem) para as extrações no armazenamento subterrâneo.
- No que se refere às injeções de gás natural, considerou-se que estas resultam das quantidades previstas para a extração, adicionadas do *cushion gas* utilizado para o enchimento da nova (5ª) caverna salina.
- No final do ano gás 2012-2013 estão em operação 5 cavernas já construídas, em que a 5ª caverna apenas inclui o *cushion gas*.

**CLIENTES INDUSTRIAIS**

- Considerou-se a previsão do Operador da Rede de Transporte (REN Gasodutos) relativamente aos consumos dos clientes industriais em Alta Pressão, para o ano gás 2012-2013.

**REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

- Considerou-se a informação recebida sobre a caracterização efetiva de consumos no ano gás 2010-2011 e as previsões enviadas pelas empresas reguladas para 2012-2013, as quais foram atualizadas com a informação real do 2º semestre de 2011, disponibilizada pelo operador da rede de transporte.
- Considerou-se um acréscimo do consumo na rede de distribuição de 2,0%, face ao ano gás 2010-2011.
- Destaca-se uma melhoria muito significativa, em relação ao ano gás 2011-2012, na prestação de informação pelas empresas reguladas relativa aos consumos reais, fundamental às opções e estrutura do modelo tarifário e à previsibilidade das receitas dos operadores.

**COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO**

- No segmento de clientes em baixa pressão e com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> considerou-se o atual contexto legal no qual está prevista a aplicação de tarifas transitórias de julho de 2012 a dezembro de 2014, para os clientes em baixa pressão e consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> e inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>, e de janeiro de 2013 a dezembro de 2015 para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais inferiores a 500 m<sup>3</sup>. Considerou-se uma taxa linear de saída para o mercado, durante o período de aplicação das tarifas transitórias.
- No segmento de clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, utilizou-se a mais recente informação sobre a base de clientes do CUR e considerou-se que a totalidade destes clientes terá escolhido outro comercializador em regime de mercado até ao final do ano gás.
- Considerou-se a existência de um pequeno número de clientes fornecidos pelo comercializador de último recurso grossista (clientes com consumos superiores a 2 000 000 m<sup>3</sup>/ano).

**COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO**

- Estimaram-se as quantidades e o número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso.
- A quota de mercado prevista para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 93% (energia) e de 83% (número de clientes), tendo em consideração o diferencial de previsões entre cada operador de Rede de Distribuição e as previsões de cada comercializador de último recurso

e assumindo que no final do ano gás 2012-2013 a totalidade dos clientes estarão a ser fornecidos no mercado livre.

- A quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> é em média de 20% (energia e número de clientes) assumindo uma quota residual no início do ano gás 2012-2013 e uma quota de 40% no final do ano gás, tendo em conta uma taxa de crescimento linear na passagem de clientes para o mercado livre.
- A quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais inferiores a 500 m<sup>3</sup> é em média de 8% (energia e número de clientes) assumindo uma quota residual no início do ano gás 2012-2013 e uma quota de 17% no final do ano gás, tendo em conta uma taxa de crescimento linear na passagem de clientes para o mercado livre.

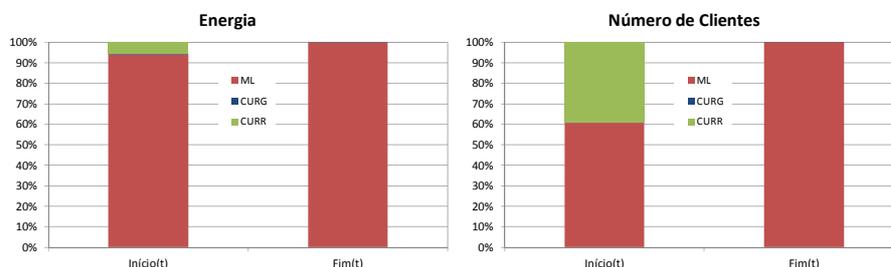
#### **PERDAS E AUTO CONSUMOS**

- O balanço considerou ainda o nível de perdas e auto consumos nas infraestruturas decorrente dos fatores de ajustamento para perdas e auto consumos.

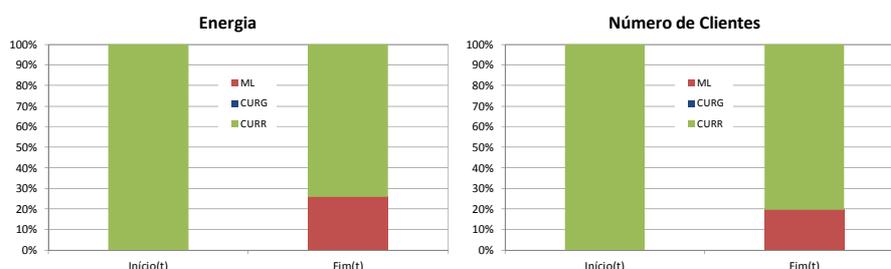
#### **ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA 2012-2013**

- A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, para os segmentos de consumo acima e abaixo de 10 000 m<sup>3</sup> por ano.

**Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2012-13 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>**



**Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2012-13 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>**



### 3.1.2 PERDAS E AUTO CONSUMOS NAS REDES

As diferenças de energia entre a entrada e a saída das redes resultam de diversas origens e são agregadas na denominação perdas e autoconsumos. Essas diferenças podem resultar, por exemplo, de gás libertado em válvulas de segurança, fugas nas redes, consumos próprios no aquecimento de gás no processo de redução de pressão ou regaseificação, incidentes nas redes com perfuração de condutas, erros de medição ou avarias nos contadores, etc.

As perdas e auto consumos são definidos segundo valores padrão, aceites para efeitos de regulação, reconhecendo-se estas realidades nos sistemas de transporte e distribuição de gás natural. Estes fatores de perdas e autoconsumos são descritos no capítulo 8 deste documento.

### 3.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNGN PARA 2012-2013

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 2012-2013. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da rede de transporte e das redes de distribuição.

**Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2012-2013**

RNTGN	Balanço físico de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	<b>Entradas na RNTGN</b>	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	20 931
	1.1 Campo Maior	20 357
	1.2 Valença do Minho	574
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	39 528
	2.1 Injecções RNT	38 811
	2.2 Camião cisterna	717
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	816
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	61 274
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	60 558
	<b>Saídas da RNTGN</b>	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 233
	8 Centros electroprodutores	20 896
	9 Clientes industriais em AP	13 434
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 935
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	60 497
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	60
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	59 264
	<b>Balanço físico de gás natural na RNDGN</b>	
	<b>Entradas na RNDGN</b>	
15=10	15 Redes interligadas	24 935
	16 Redes abastecidas por UAG	666
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 601
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
	18 Clientes em MP	15 994
	19 Clientes em BP	9 557
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	50
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	25 601
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	25 551
	22.1 Beiragás	991
	22.2 Dianagás	66
	22.3 Sonorgás	131
	22.4 Duriensegás	227
	22.5 Lisboaogás	6 485
	22.6 Lusitaniagás	8 380
	22.7 Medigás	122
	22.8 Paxgás	19
	22.9 Portgás	5 790
	22.10 Setgás	1 994
	22.11 Tagusgás	1 346

No balanço de energia, as saídas da RNDGN referem-se a saídas para clientes finais.

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

**Quadro 3-2 - Balço do número de clientes no SNGN para 2012-2013**

Unidades: n. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	21	21
Centros electroprodutores			6	6
Cientes Industriais			15	15
Cientes nas redes de distribuição	2	1 178 378	130 766	1 309 146
Beiragás	0	42 721	5 190	47 911
Dianagás	0	7 362	739	8 101
Sonorgás	0	13 612	1 492	15 105
Duriensegás	0	24 083	2 941	27 024
Lisboagás	2	467 975	50 342	518 319
Lusitaniagás	0	185 031	19 957	204 988
Medigás	0	16 256	1 605	17 861
Paxgás	0	4 960	456	5 416
Portgás/EDPgás	0	246 195	31 180	277 375
Setgás	0	141 563	13 832	155 396
Tagusgás	0	28 621	3 032	31 654
Total de consumidores de GN	2	1 178 378	130 787	1 309 167

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infraestrutura e por agente comercializador de último recurso, assenta na caracterização de quantidades na perspetiva de cada um destes agentes.

Em resumo, apresentam-se de seguida as quantidades de energia fornecidas por comercializador de último recurso e as quantidades no âmbito do mercado liberalizado (sujeitas ao pagamento das tarifas de acesso e a contratos bilaterais com os comercializadores de mercado). As quantidades apresentadas estão referidas ao ponto de medição.

**Quadro 3-3 - Balço comercial de energia no SNGN para 2012-2013**

Unidades: GWh

Balço comercial de energia	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	34 329	34 329
Centros electroprodutores			20 896	20 896
Cientes Industriais			13 434	13 434
Cientes nas redes de distribuição	60	4 457	21 034	25 551
Beiragás	0	207	784	991
Dianagás	0	30	37	66
Sonorgás	0	63	69	131
Duriensegás	0	119	108	227
Lisboagás	60	1 719	4 706	6 485
Lusitaniagás	0	749	7 631	8 380
Medigás	0	66	56	122
Paxgás	0	14	5	19
Portgás/EDPgás	0	1 007	4 783	5 790
Setgás	0	390	1 604	1 994
Tagusgás	0	94	1 251	1 346
Total de consumidores de GN	60	4 457	55 363	59 880

Nas previsões do Balanço de Energia para 2012-2013 o mercado liberalizado de gás natural tem uma importância assinalável, representando a larga maioria do consumo nacional. O quadro seguinte evidencia que, segundo a previsão, cerca de 88% do consumo nacional estará no mercado livre. No segmento dos consumidores domésticos e pequenas empresas prevê-se um desenvolvimento relevante do mercado livre, com o fim das tarifas de venda a clientes finais e o início da aplicação das tarifas transitórias.

**Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2012-2013**

Estrutura de mercado		
Consumo		
	ML	MR
<b>Clientes &gt; 10 000 m3</b>	98%	2%
RNT	100%	0%
RND	97%	3%
<b>Clientes BP &lt; 10 000 m3</b>	13%	87%
<b>Total</b>	88%	12%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado		
Número de clientes		
	ML	MR
<b>Clientes &gt; 10 000 m3</b>	83%	17%
RNT	100%	0%
RND	83%	17%
<b>Clientes BP &lt; 10 000 m3</b>	10%	90%
<b>Total</b>	10%	90%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado			
Consumo			GWh
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	20 896	0	20 896
<b>Clientes &gt; 10 000 m3</b>	33 890	614	34 504
RNT	13 434	0	13 434
RND	20 457	614	21 071
<b>Clientes BP &lt; 10 000 m3 (RND)</b>	577	3 903	4 480
<b>Total clientes</b>	34 467	4 517	38 984
<b>Total (inc. centros electroprodutores)</b>	55 363	4 517	59 880

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			
Número de clientes			
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	6	0	6
<b>Clientes &gt; 10 000 m3</b>	3 690	743	4 433
RNT	15	0	15
RND	3 675	743	4 418
<b>Clientes BP &lt; 10 000 m3 (RND)</b>	127 091	1 177 637	1 304 728
<b>Total clientes</b>	130 781	1 178 380	1 309 161
<b>Total (inc. centros electroprodutores)</b>	130 787	1 178 380	1 309 167

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

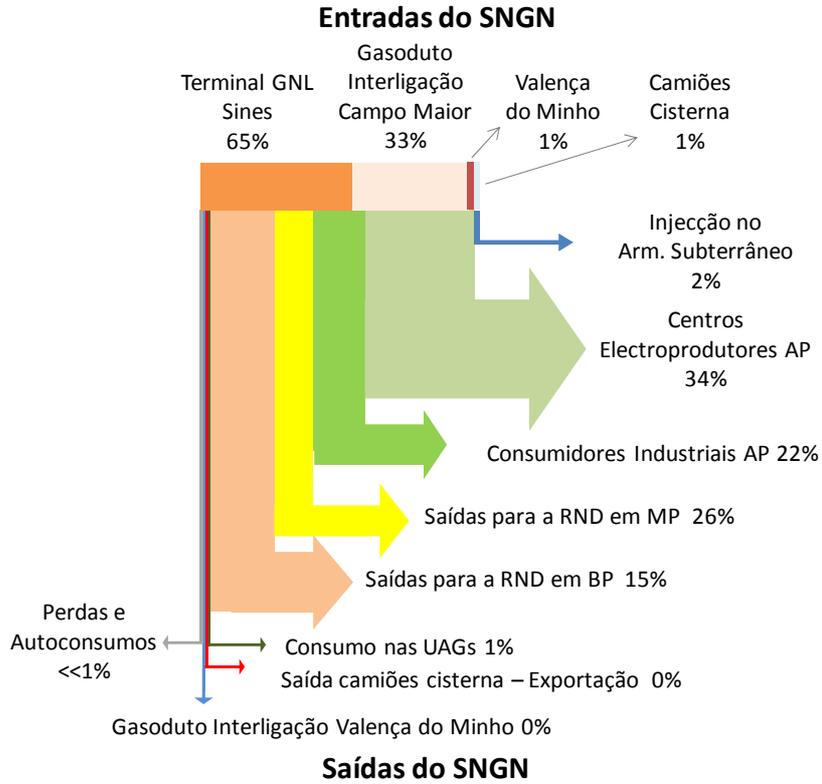
### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

Globalmente importa reter a distribuição dos consumos de gás natural nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o grande peso dos consumos das centrais elétricas no conjunto do consumo nacional de gás natural. Igualmente salienta-se que os consumos verificados nas redes de distribuição correspondem na maioria ao mercado industrial. De facto, em Portugal, o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos.

Outro aspeto relevante pela sua particularidade na Península Ibérica é a distribuição de gás natural a partir de Unidades Autónomas de Gás (UAG), abastecidas a partir de gás natural liquefeito no Terminal de GNL de Sines, por transporte rodoviário. Apesar de um conjunto de regiões do território serem abastecidas nestas condições, a sua expressão no contexto do Sistema Nacional de Gás Natural é reduzida.

A figura seguinte ilustra qualitativamente os fluxos de energia no SNGN.

**Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN em 2012-13**



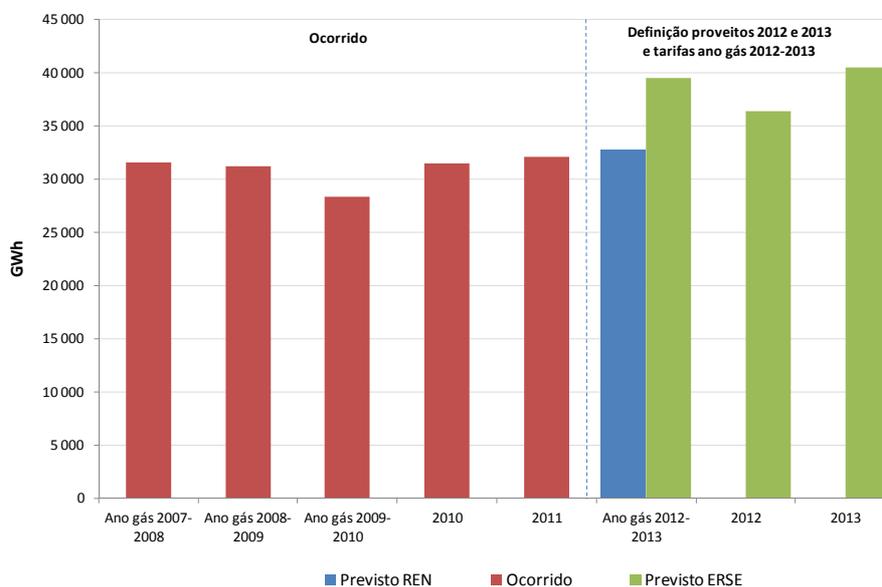


#### 4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2012 E 2013

##### QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL

A Figura 4-1 ilustra a evolução das quantidades de gás natural saídas do Terminal desde o ano gás 2007-2008, bem como os valores previstos para o ano gás 2012-2013. A diferença que se observa nas quantidades de gás natural previstas à saída do Terminal pela ERSE e pela REN é justificada pelas diferentes estratégias de aprovisionamento de gás natural dos agentes que estão implícitas nestas previsões. As previsões da REN têm subjacente uma maximização das importações de gás natural através do gasoduto de Campo Maior, enquanto nas previsões da ERSE se considera haver maior preferência pela importação de GNL com recurso ao Terminal de Sines, de acordo com o referido no capítulo 2. Por outro lado, esta diferença incorpora igualmente o acréscimo de gás natural a entregar às redes de distribuição introduzido nas previsões da ERSE para o ano gás 2012-2013, de acordo com os pressupostos mencionados nos capítulos anteriores.

**Figura 4-1 - Quantidades de energia saídas do Terminal (injeções RNT e camiões cisterna) ocorridas e consideradas para definição de proveitos**

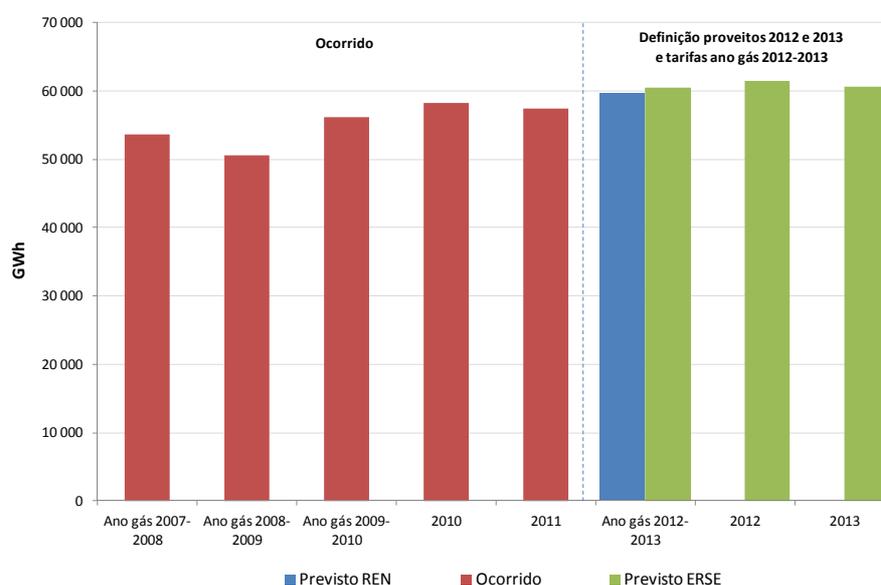


Para a definição do custo com capital alisado das infraestruturas do Terminal foram consideradas as quantidades previstas pela ERSE para os anos de 2012 e 2013 e as quantidades previstas pela REN Atlântico para os anos subsequentes.

**QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**

Na Figura 4-2 é apresentada a evolução das quantidades de gás natural saídas da RNTGN desde o início da regulação, bem como os valores previstos para o ano gás 2012-2013. Verifica-se que as previsões da ERSE e da REN são concordantes, sendo a diferença observável resultante do acréscimo de gás natural a entregar às redes de distribuição considerado nas previsões da ERSE para o ano gás 2012-2013, de acordo com o já mencionado.

**Figura 4-2 - Quantidades de energia saídas da RNTGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos**



Os custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural são definidos em termos unitários pela aplicação de um custo médio eficiente. Para o cálculo dos custos de exploração desta atividade nos anos de 2012 e 2013 foram usadas as quantidades previsionais da ERSE para estes anos, que estão em consonância com as quantidades previstas para o ano gás 2012-2013.

**QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

A fórmula de regulação da atividade de Distribuição de gás natural inclui um mecanismo baseado na definição de metas de eficiência para os custos de exploração. Neste quadro, assume-se que os custos de exploração variam parcialmente com o nível de atividade das empresas, que por sua vez dependerá das quantidades de gás natural distribuídas e da evolução dos pontos de abastecimento. As previsões para os anos 2012 e 2013 são apresentadas nos quadros seguintes.

**Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos**

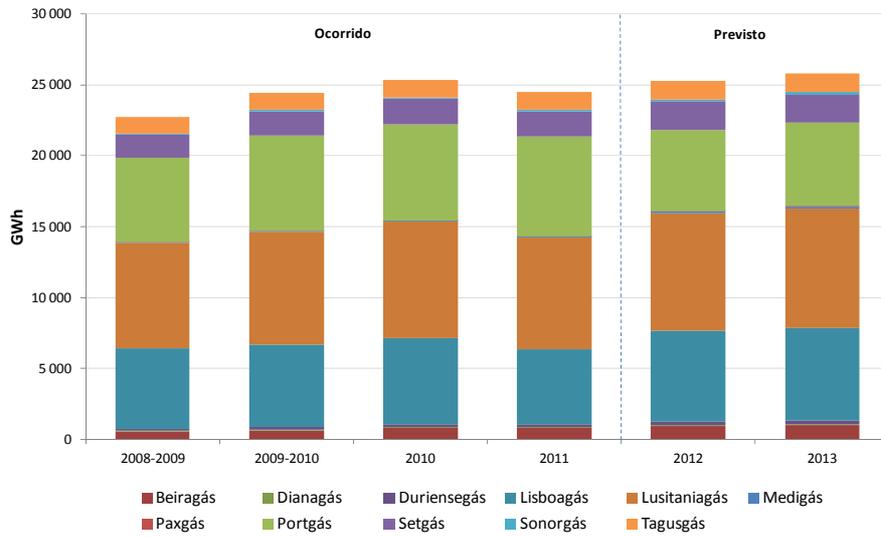
	Unidades: GWh	
	2012	2013
Beiragás	972	1 009
Dianagás	64	68
Sonorgás	117	143
Duriensegás	226	228
Lisboagás	6 367	6 551
Lusitaniagás	8 331	8 415
Medigás	97	146
Paxgás	18	20
Portgás	5 765	5 878
Setgás	1 989	2 001
Tagusgás	1 340	1 352
<b>Total</b>	<b>25 286</b>	<b>25 811</b>

**Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos**

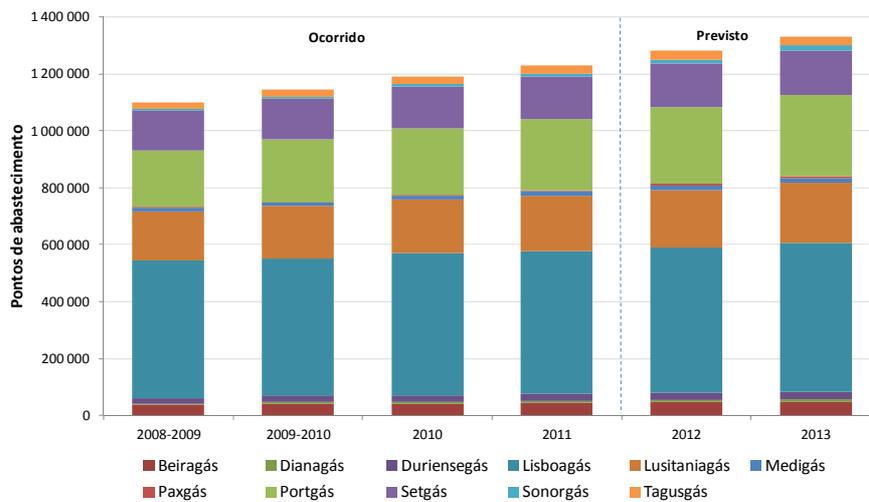
	Unidade: Pontos de entrega	
	2012	2013
Beiragás	46 941	48 837
Dianagás	7 569	8 564
Sonorgás	13 592	16 700
Duriensegás	26 488	27 651
Lisboagás	509 781	522 116
Lusitaniagás	200 839	209 194
Medigás	17 332	18 477
Paxgás	5 058	5 760
Portgás	268 813	284 718
Setgás	153 276	157 269
Tagusgás	31 446	31 837
<b>Total</b>	<b>1 281 133</b>	<b>1 331 121</b>

Na Figura 4-3 e na Figura 4-4 comparam-se as previsões para 2012 e 2013 com os valores ocorridos, que serviram de base à definição dos valores unitários dos custos de exploração dos operadores das redes de distribuição. Os dados ocorridos são apresentados em ano civil a partir de 2010, ano em que os proveitos começaram a ser definidos para este horizonte temporal, ao invés de ano gás. O decréscimo que se observa na energia saída das redes entre o ano 2010 e o ano 2011 resulta essencialmente da redução de consumo ocorrida na rede da Lisboagás e da Lusitaniagás. À parte esta descontinuidade, as previsões da ERSE estão em linha com o crescimento observado nos últimos anos.

**Figura 4-3 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos**



**Figura 4-4 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN**



**QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DAS ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA**

O fim das tarifas de venda a clientes finais de gás natural para todos os consumidores até ao final do ano 2012, tal como referido anteriormente, leva a pressupor um acréscimo no ritmo de saída de clientes de todos os segmentos para o mercado. No caso dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, admite-se que no final do ano gás 2012-2013 todos os clientes sejam fornecidos por comercializadores liberalizados. Para os consumidores com consumos inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano, admite-se uma saída gradual para o mercado, de modo a que a totalidade dos consumidores dos escalões superior a 500 m<sup>3</sup> por ano e inferior a 500 m<sup>3</sup> por ano estejam a ser abastecidos por comercializadores liberalizados no final dos períodos transitórios, respetivamente até ao final de 2014 e até ao final de 2015. Neste contexto, procedeu-se à revisão das previsões de consumos e número de clientes dos CURr aplicando os critérios de saída referidos.

Para o comercializador de último recurso a grandes clientes (CURgc) consideraram-se os dados reais mais recentes fornecidos pela empresa.

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-3 apresentam os valores deste modo previstos para a energia vendida e para o número de clientes por segmento, para os comercializadores de último recurso.

**Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos**

	Unidades: GWh	
	2012	2013
<b>CURgc</b>	<b>90</b>	<b>30</b>
<b>CURr Total</b>	<b>5 611</b>	<b>3 557</b>
CURr < 10000	4 349	3 557
CURr > 10000	1 262	0
<b>Total CURG</b>	<b>5 701</b>	<b>3 587</b>

**Quadro 4-4 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos**

	Unidade: N.º médio de clientes	
	2012	2013
<b>CURgc</b>	<b>3</b>	<b>1</b>
<b>CURr Total</b>	<b>1 214 492</b>	<b>1 132 579</b>
CURr < 10000	1 213 494	1 132 579
CURr > 10000	998	0
<b>Total CURG</b>	<b>1 214 495</b>	<b>1 132 580</b>

A atividade de comercialização de gás natural dos CURr, à semelhança do que acontece para a atividade de Distribuição de gás natural, está sujeita a uma fórmula de regulação que contempla metas de eficiência sobre os custos de exploração. Neste caso também se considera que estes custos variam

parcialmente com a atividade da empresa, sendo os indutores considerados a quantidade de energia vendida e o número de clientes.

O Quadro 4-5 e o Quadro 4-6 apresentam os valores considerados para estas duas variáveis para cada CURr.

**Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos**

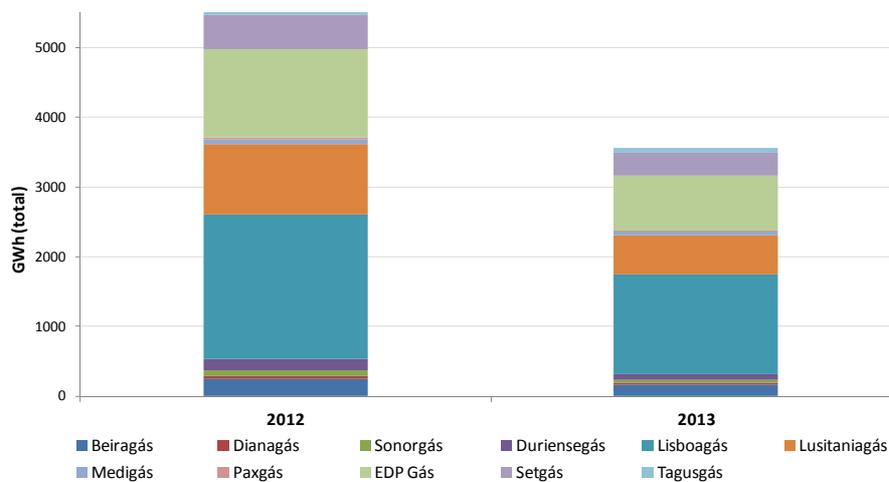
	Unidades: GWh	
	2012	2013
	Total	Total
Beiragás	254	165
Dianagás	39	23
Sonorgás	83	47
Duriensegás	161	87
Lisboagás	2 072	1 426
Lusitaniagás	1 005	560
Medigás	75	50
Paxgás	16	13
EDP Gás	1 271	798
Setgás	487	322
Tagusgás	148	65
<b>Total</b>	<b>5 611</b>	<b>3 557</b>

**Quadro 4-6 - N° de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos**

	Unidade: N.º médio clientes	
	2012	2013
	Total	Total
Beiragás	44 298	40 975
Dianagás	7 210	7 398
Sonorgás	12 905	14 308
Duriensegás	24 998	23 138
Lisboagás	484 593	446 353
Lusitaniagás	190 704	178 835
Medigás	15 773	15 996
Paxgás	4 630	5 029
EDP Gás	253 145	236 930
Setgás	146 356	136 318
Tagusgás	29 879	27 299
<b>Total</b>	<b>1 214 492</b>	<b>1 132 579</b>

A Figura 4-5 ilustra as previsões da ERSE para o total da energia prevista ser vendida pelos CURr, onde é visível o efeito da liberalização do mercado retalhista para o agregado do consumo.

**Figura 4-5 - Previsão da ERSE para 2012 e 2013 das vendas totais de energia dos CURr**





## 5 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

Neste capítulo são apresentados os pressupostos utilizados na definição das quantidades consideradas na rede de transporte e infraestruturas de alta pressão, na rede de distribuição, nos comercializadores de último recurso retalhistas e nos comercializadores a atuar em regime de mercado.

Para a rede de transporte e infraestruturas de alta pressão é apresentada uma análise histórica de algumas variáveis relevantes, com base na informação enviada pelos operadores destas infraestruturas.

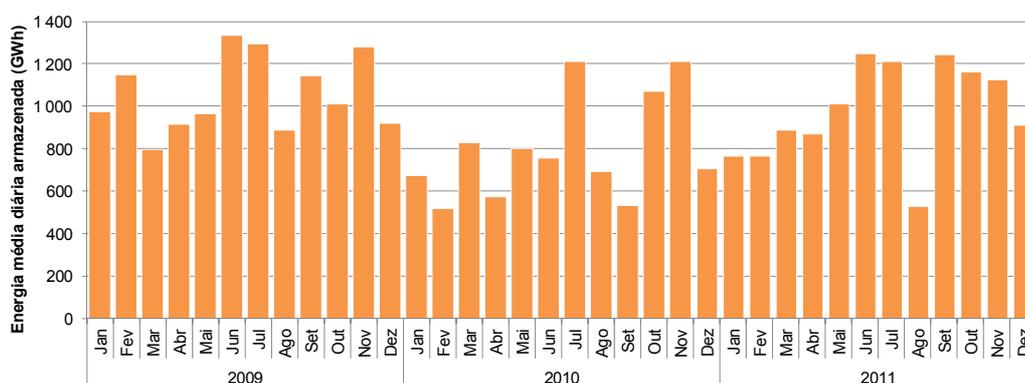
### 5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

#### 5.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

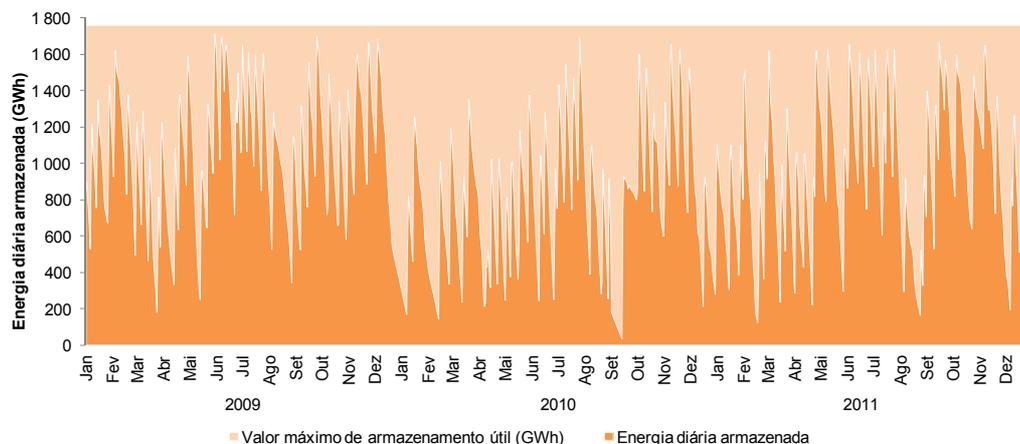
##### 5.1.1.1 TERMINAL DE GNL

Na Figura 5-1 é feita a análise do armazenamento de GNL no Terminal de Sines, em termos de energia média diária, de 2009 a 2011. Na Figura 5-2 é feita a análise da variação diária da energia armazenada, de 2009 a 2011.

**Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2009 a 2011**



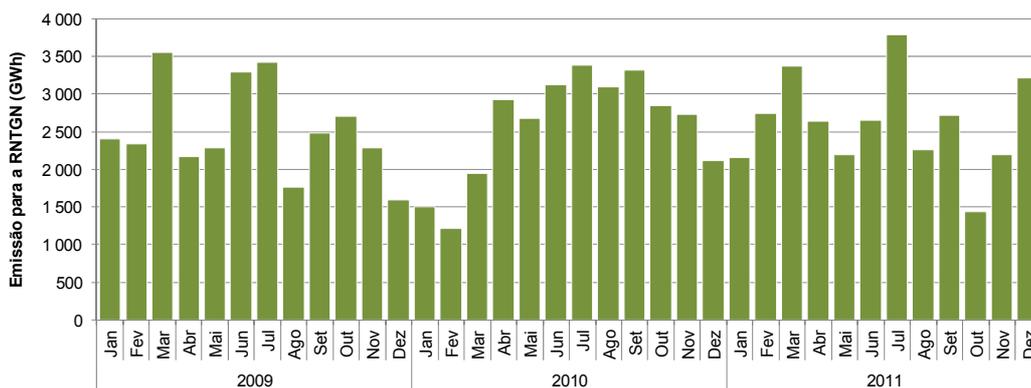
**Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2009 a 2011**



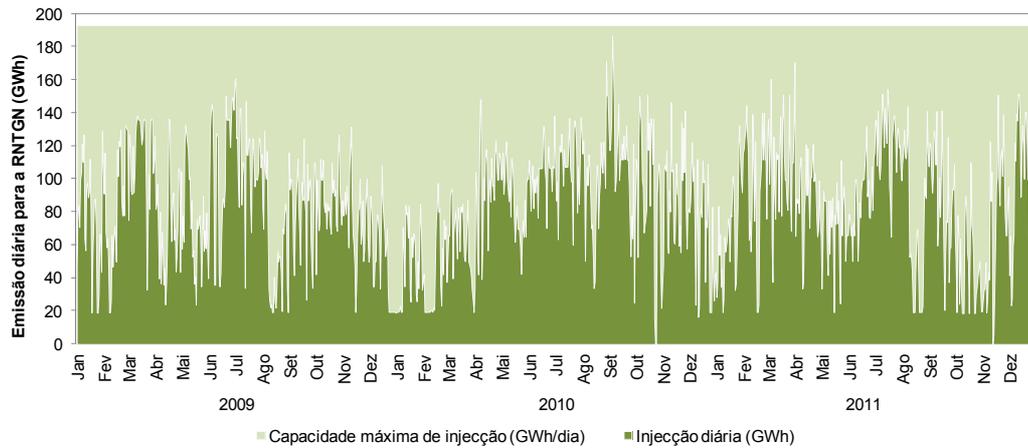
De salientar que o valor máximo de energia armazenada durante o período em análise (15 de setembro de 2011) atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil dos tanques de GNL, que equivale a cerca de 1 800 GWh (2 tanques com uma capacidade unitária de 120 000 m<sup>3</sup>). O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2011 é equivalente a aproximadamente 6 dias do consumo nacional dos clientes industriais e domésticos.

Na Figura 5-3 e Figura 5-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás natural para a RNTGN, no período de 2009 a 2011.

**Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2009 a 2011**



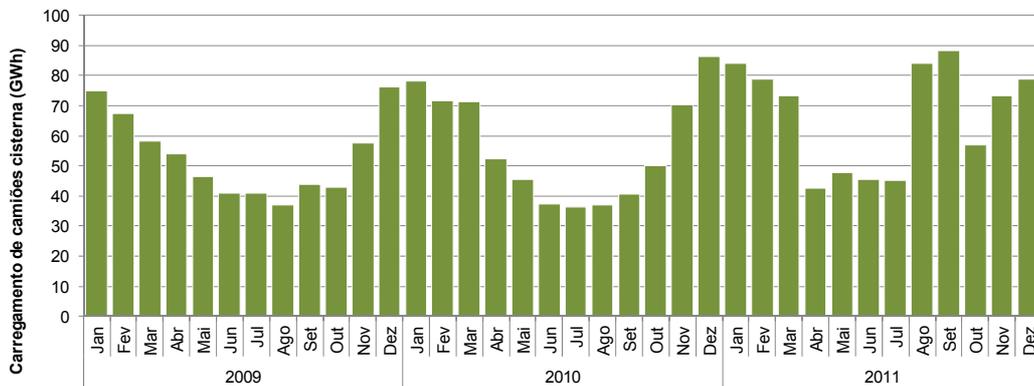
**Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2009 a 2011**



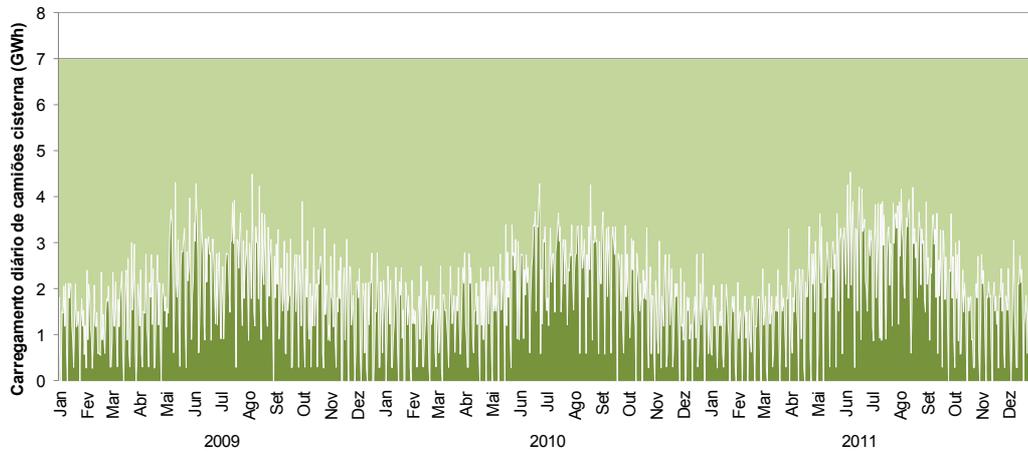
De salientar que a capacidade de ponta é de 192 GWh (podendo em situações excepcionais atingir 257 GWh), valor superior aos verificados. A emissão de gás natural para a RNTGN em 2011 correspondeu a uma modulação de cerca de 162 dias e a uma utilização de 44%.

Na Figura 5-5 e Figura 5-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás natural para os camiões cisterna, de 2009 a 2011.

**Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2009 a 2011**



**Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2009 a 2011**

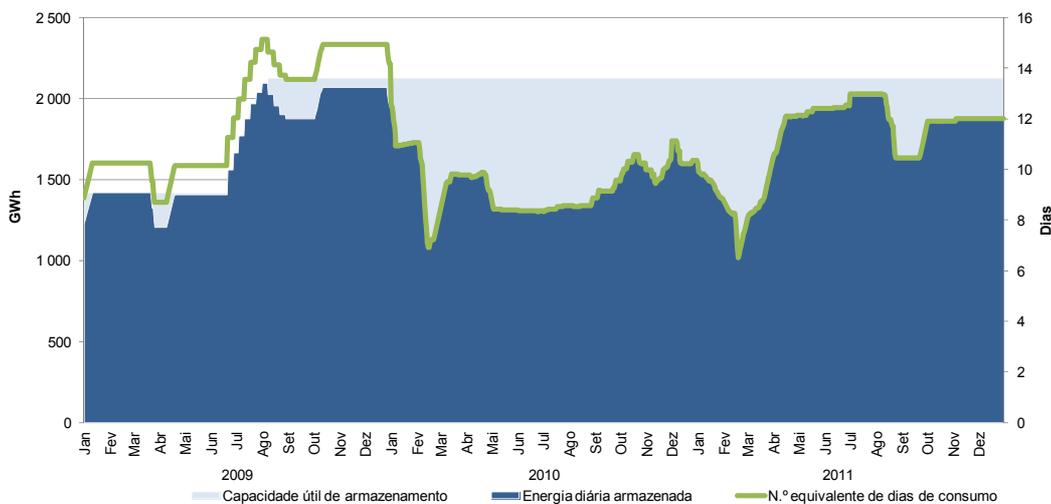


A capacidade máxima de carregamento dos camiões cisterna é de 7 GWh. Em 2011, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna corresponde a uma modulação de cerca de 111 dias e a uma utilização de 30%.

#### 5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo do Carriço, considerando uma capacidade útil de 2 280 GWh (valor atual das 4 cavernas em funcionamento). De salientar que em Maio de 2009 ocorreu o enchimento de uma nova caverna (4ª caverna).

**Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2009 a 2011**



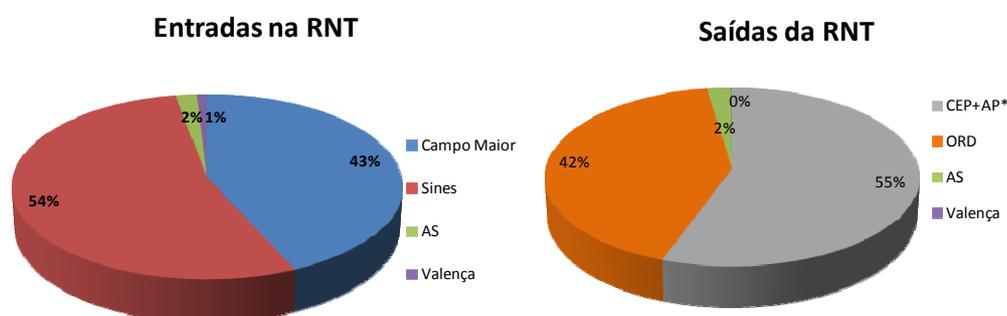
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2009 (50,6 TWh), ano 2010 (57,1 TWh) e ano 2011 (56,8 TWh).

Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2011 oscilou entre os 8 e os 13 dias de consumo médio diário.

### 5.1.1.3 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2011, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT. Em termos de entradas, as ligações de Campo Maior e do Terminal de Sines representam 43% e 54%, respetivamente, do total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos centros electroprodutores (CEP) / clientes em alta pressão e os consumos nas redes de distribuição representaram em 2011, 55% e 42%, respetivamente, do total das saídas da RNT.

**Figura 5-8 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2011**



\* Centros electroprodutores e clientes em alta pressão

Na Figura 5-9 caracterizam-se as entradas na RNT (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o máximo consumo, quer o mínimo consumo de gás natural, durante o ano de 2011.

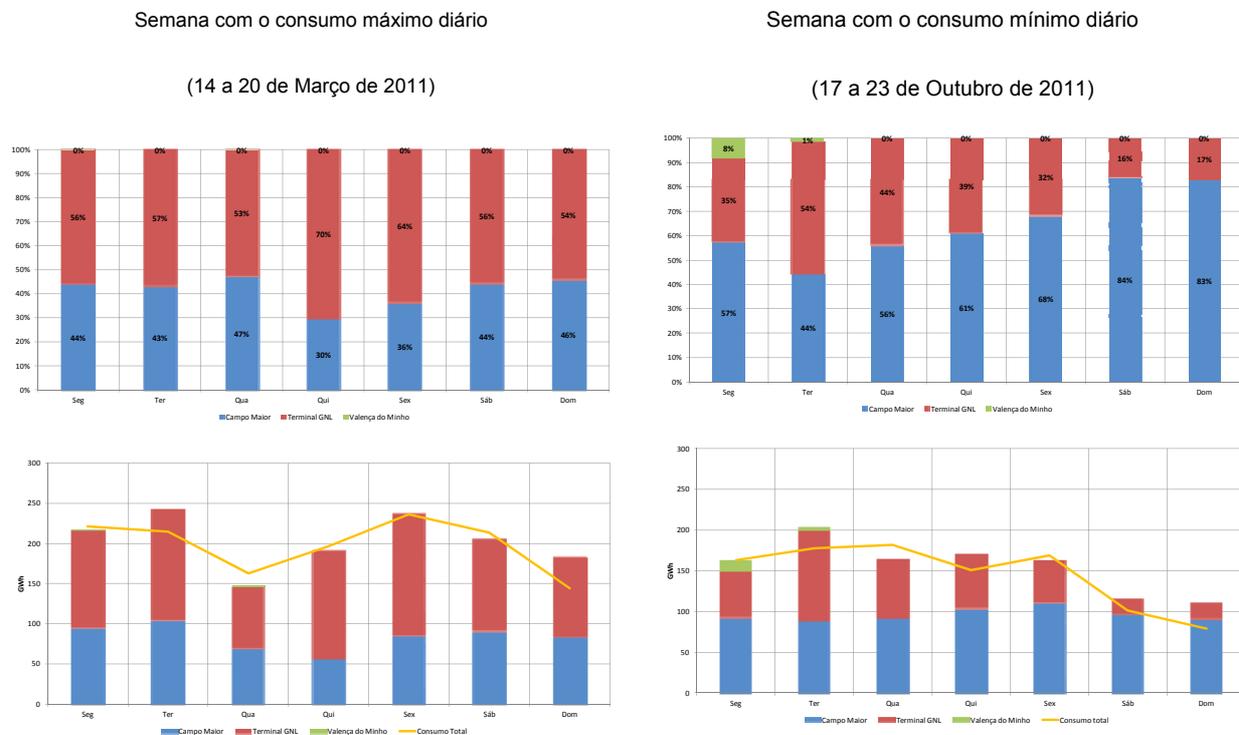
O consumo máximo de gás natural (236 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 18 de março de 2011 (sexta-feira) e o consumo mínimo (79 GWh/dia) ocorreu no dia 23 de outubro de 2011 (Domingo). Como se verifica na figura, o dia de maior consumo<sup>3</sup> não corresponde necessariamente ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNT. A existência de *linepack* na RNT e de injeções do armazenamento subterrâneo justificam esta ocorrência.

Como se compara, entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o mínimo consumo diário), o terminal de Sines é utilizado para ajustar a oferta à procura de gás natural na RNT. A

<sup>3</sup> O consumo para este efeito é definido como a saída da RNT para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

interligação de Campo Maior permanece, aproximadamente, constante nas suas injeções, independentemente da procura de gás natural.

**Figura 5-9 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2011**



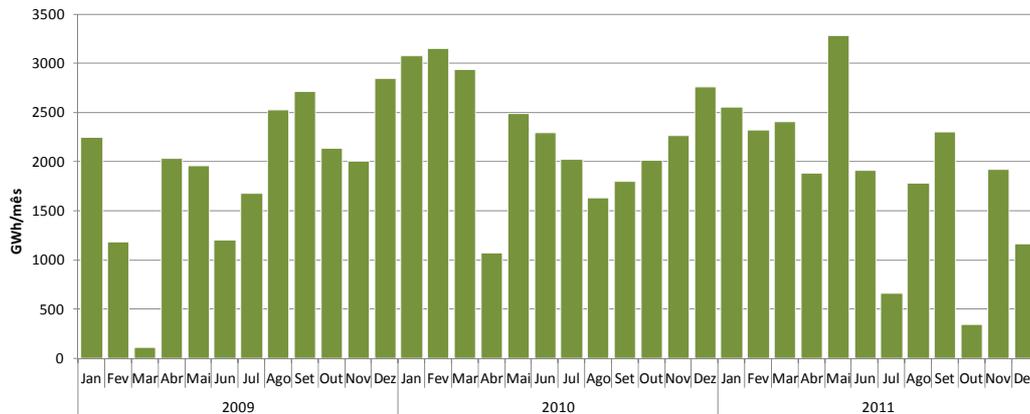
No ponto seguinte caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT em 2011. Esta análise é feita no referencial da RNT, isto é, valores positivos representam entradas na RNT e valores negativos representam saídas da RNT. Esta caracterização é realizada para a interligação de Campo Maior, para a interligação de Valença do Minho, para a ligação com o Armazenamento Subterrâneo, para o agregado dos pontos de consumo dos centros electroprodutores e clientes em Alta Pressão e, finalmente, para o agregado dos pontos de entrega à rede de distribuição.

**INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR**

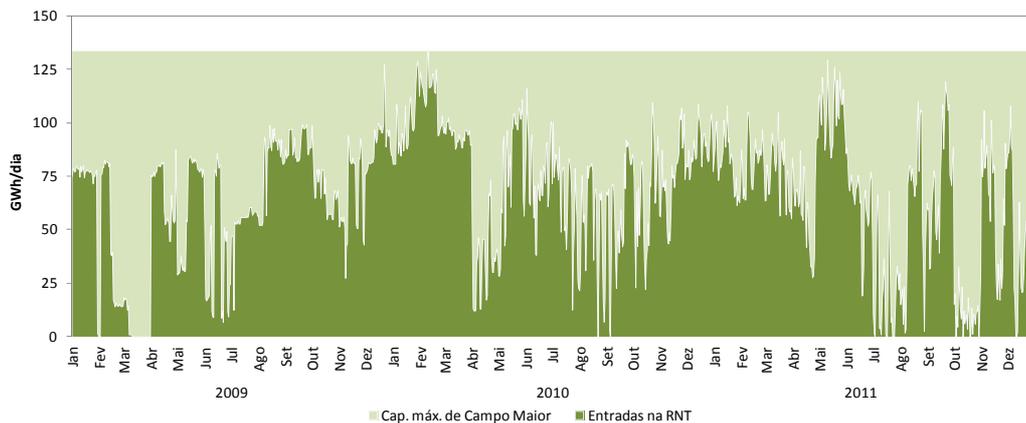
A Figura 5-10 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT.

A Figura 5-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma. Em 2011, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 194 dias/ano, representando uma utilização de 53% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

**Figura 5-10 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2009 a 2011**



**Figura 5-11 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2009 a 2011**

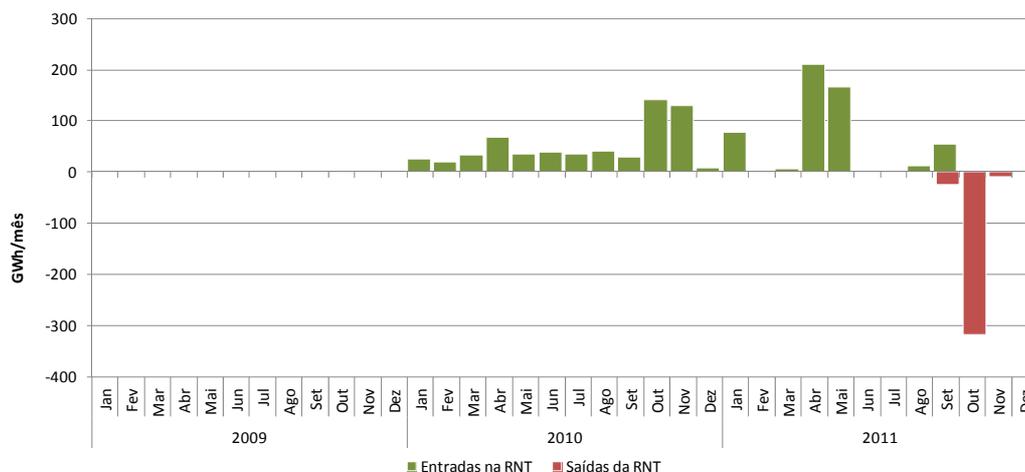


### INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

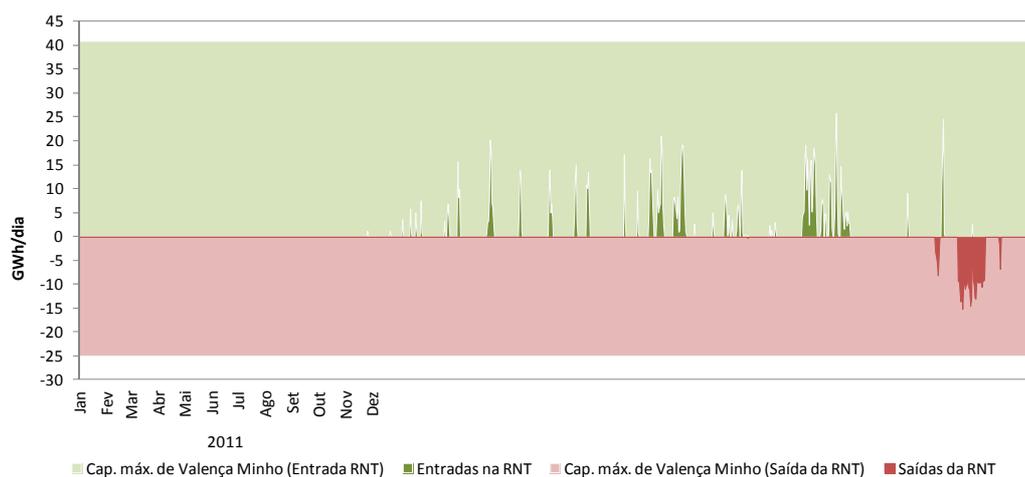
A Figura 5-12 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT.

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma. Em 2011, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 21 dias/ano, representando uma utilização de 6% da sua capacidade máxima de injeção. Como a figura mostra, houve um fluxo muito reduzido de exportação de gás natural para Espanha, por esta interligação, durante o ano de 2011.

**Figura 5-12 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2009 a 2011**



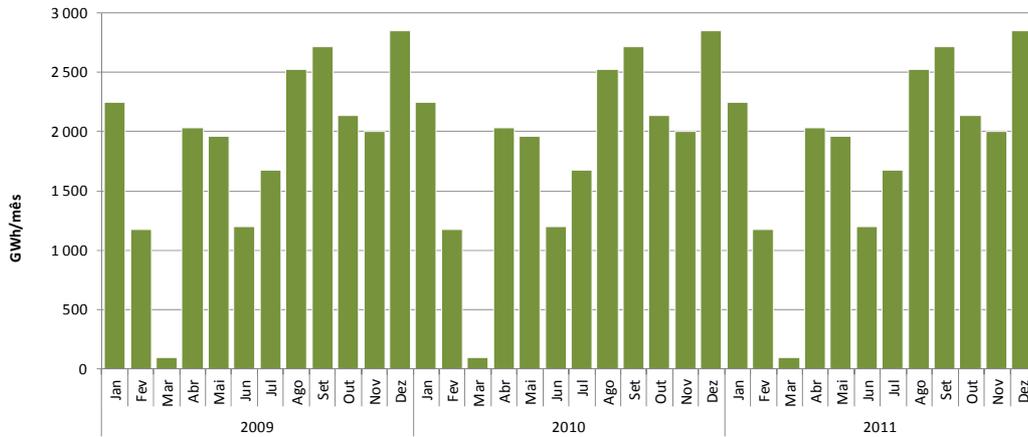
**Figura 5-13 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2009 a 2011**



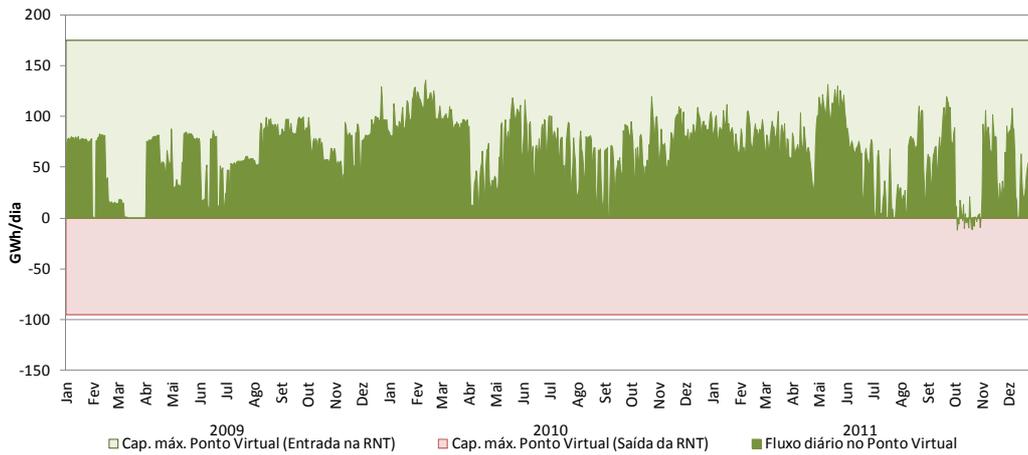
**PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO**

A Figura 5-14 e Figura 5-15 caracterizam o fluxo do ponto de interligação virtual que resulta do somatório das entradas e saídas de gás natural das interligações de Valença do Minho e Campo Maior.

**Figura 5-14 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2009 a 2011**



**Figura 5-15 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2009 a 2011**



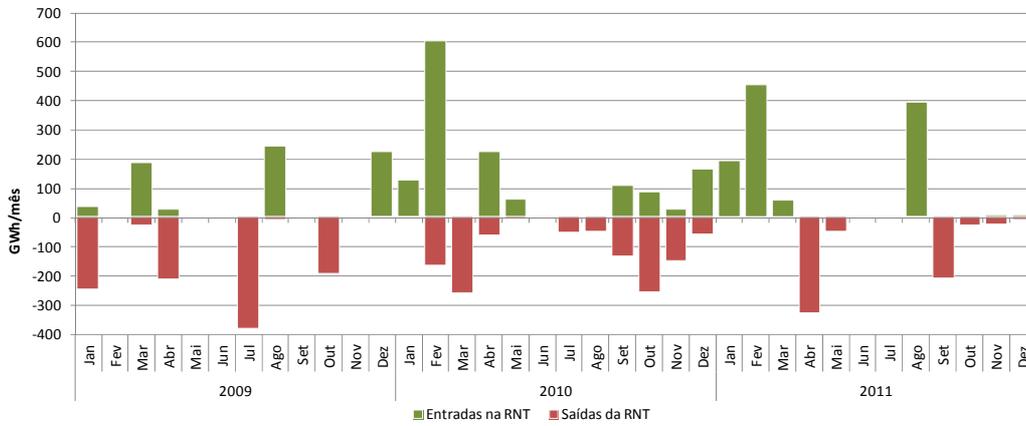
Nota: os valores de capacidades máximas no ponto virtual de interligação (quer de entrada quer de saída da RNT) resultam da soma das capacidades nas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho.

### ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

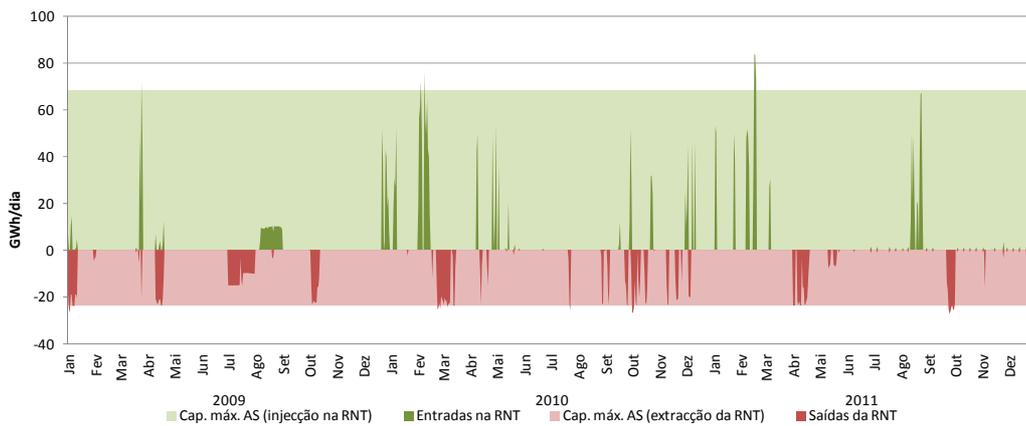
A Figura 5-16 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT, de 2009 a 2011.

A Figura 5-17 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção/extração da mesma.

**Figura 5-16 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2009 a 2011**



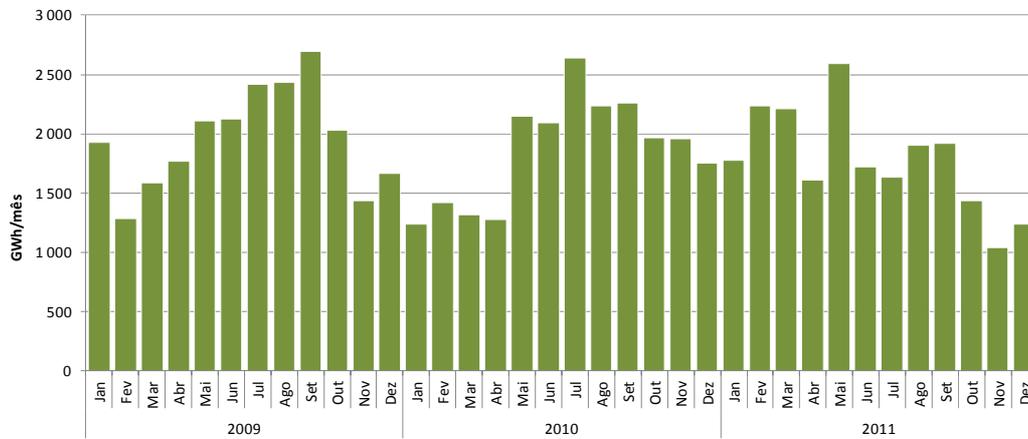
**Figura 5-17 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2009 a 2011**



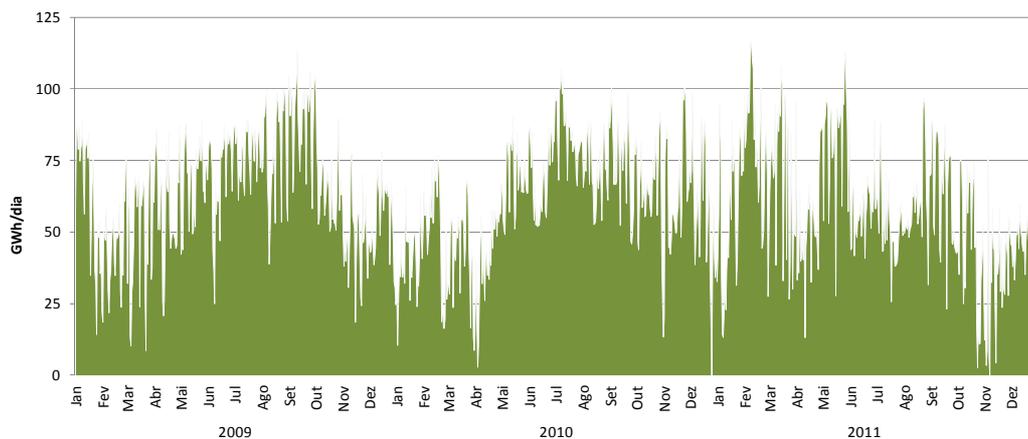
**CENTROS ELECTROPRODUTORES E CLIENTES EM ALTA PRESSÃO**

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, em termos de energia mensal e diária extraída da rede. Em 2011, verifica-se que os centros electroprodutores e os clientes em alta pressão são responsáveis por impor uma modulação de extração na RNT de 223 dias/ano, representando uma utilização de 61% da sua capacidade máxima total de extração.

**Figura 5-18 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2009 a 2011**



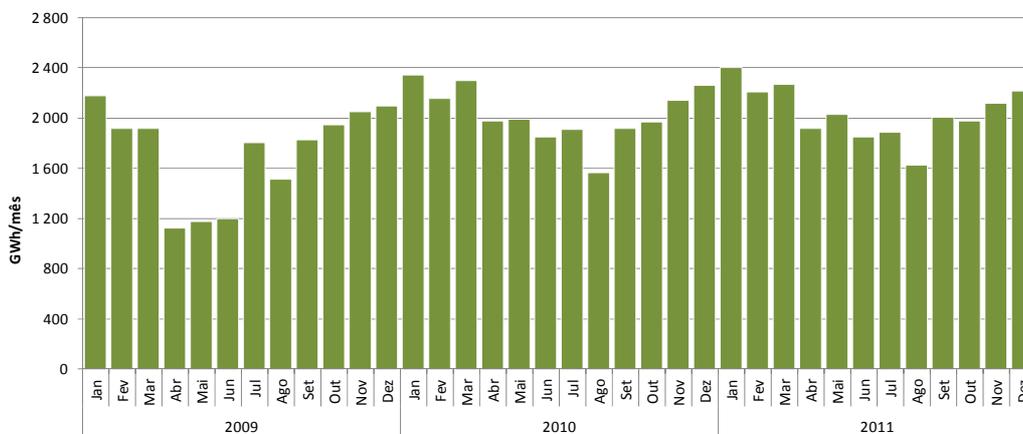
**Figura 5-19 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2009 a 2011**



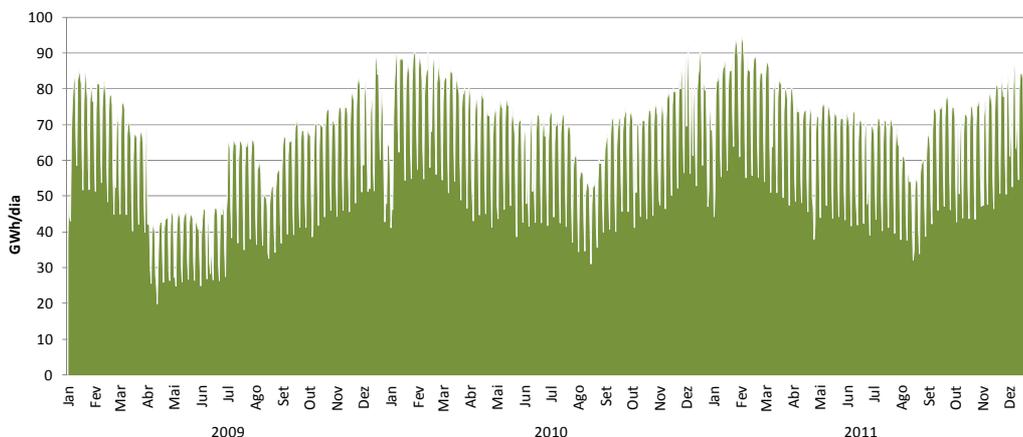
## REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com a RND em termos de energia mensal e diária extraída da rede, de 2009 a 2011.

**Figura 5-20 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2009 a 2011**



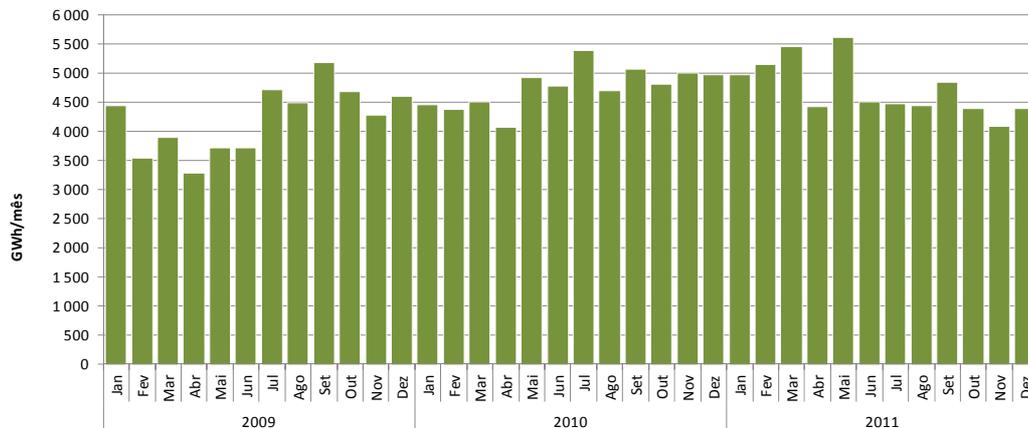
**Figura 5-21 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2009 a 2011**



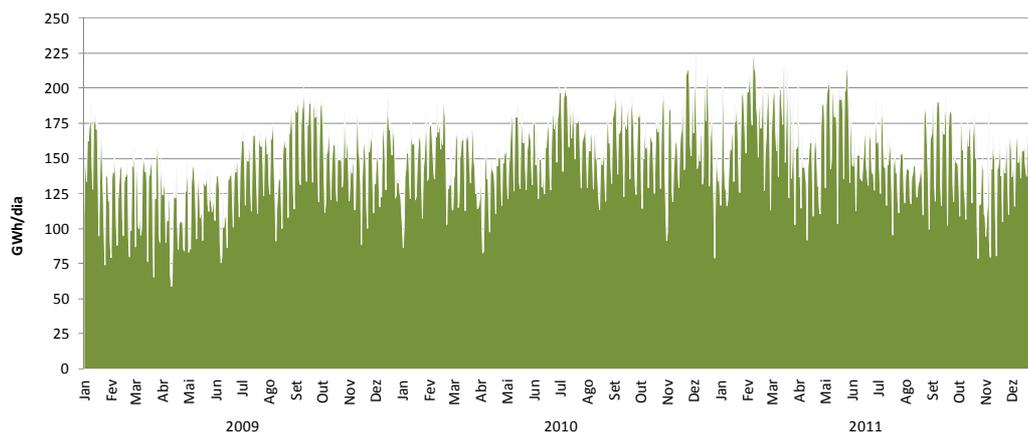
**SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE**

As figuras seguintes caracterizam as saídas da RNT para clientes em alta pressão (incluindo os centros electroprodutores) e para a RND, em termos de energia mensal e diária saída da rede RNT, de 2009 a 2011.

**Figura 5-22 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2009 a 2011**



**Figura 5-23 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2009 a 2011**



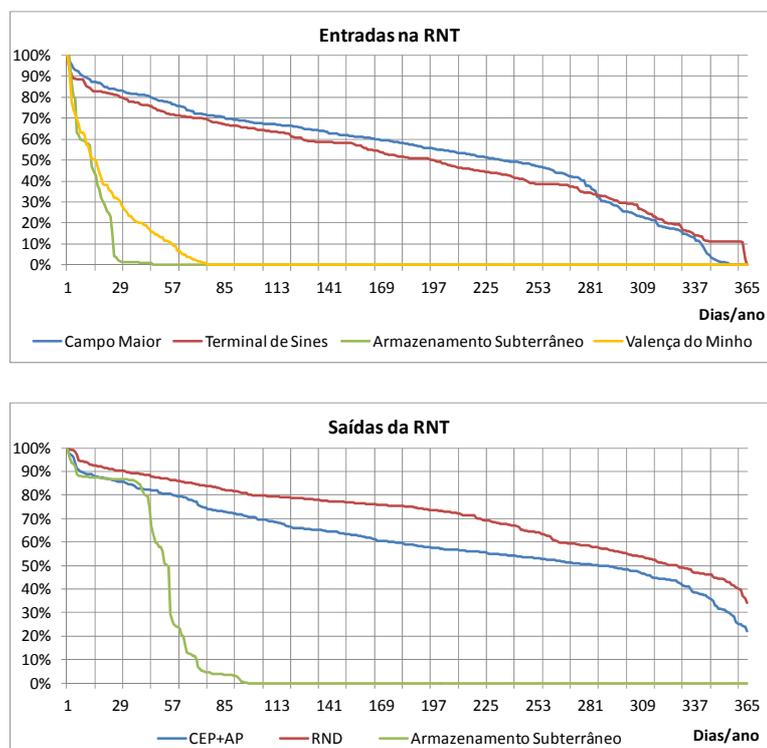
**CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL**

Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNT em função do respetivo valor máximo de energia de cada ponto, ocorrido durante o ano de 2011. A título de exemplo, e no que respeita às entradas na RNT, verifica-se que, durante metade do ano, Campo Maior apresenta valores de energia diários superiores a 60% do valor máximo anual. Verifica-se que o ponto de entrada com a utilização anual mais reduzida, em 2011, foi o armazenamento subterrâneo, em termos comparativos.

No que respeita às saídas, verifica-se que nos consumos em Alta pressão, durante metade do ano as saídas deste agregado apresentam valores de energia diários superiores a 60% do valor máximo anual. No entanto, no que respeita ao agregado das saídas para as RND, estes apresentam valores de energia

diários superiores a 75% do valor máximo anual. O ponto de saída com a menor utilização anual, em 2011, foi igualmente o armazenamento subterrâneo.

**Figura 5-24 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2011, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto**



### 5.1.2 PREVISÃO PARA A UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

A utilização da rede de transporte e das infraestruturas de alta pressão é especialmente afetada pela dinâmica do mercado grossista no que diz respeito aos preços da energia nos mercados internacionais e nos contratos de aprovisionamento de longo prazo. De facto, não apenas a origem do gás natural entrado na rede de transporte oscila entre a interligação com Espanha (com origem na Argélia, por exemplo) e o terminal de Sines (com origem em países mais longínquos como a Nigéria), como ainda o volume do consumo depende do preço do gás na medida em que os centros electroprodutores são especialmente sensíveis a esta variável.

De seguida identificam-se os factos mais relevantes com incidência na utilização da rede de transporte e das infraestruturas de alta pressão, que se preveem para o ano gás 2012-2013, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada no capítulo anterior.

- 
- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás a um papel residual na estrutura de produção. Apesar do seu mais reduzido contributo em termos de energia, a capacidade máxima atingida está ligada à potência nominal das centrais e apresenta maior estabilidade enquanto variável de procura.
  - Na utilização da Rede de Transporte assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: gasoduto internacional de Campo Maior, gasoduto internacional de Valença, Terminal de GNL em Sines e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço. Assume-se como pontos de saída os clientes ligados diretamente à rede de AP, as redes de distribuição, o Terminal de GNL em Sines, as interligações internacionais de Campo Maior e Valença e o Armazenamento Subterrâneo.
  - Estão previstas quantidades associadas à opção de curtas durações no Terminal de GNL em Sines e à opção de Curtas Utilizações na rede de transporte em AP, com base nos dados históricos do ano gás 2010-2011.
  - Em julho de 2012, os operadores da rede de transporte de gás natural de Portugal e Espanha (REN e Enagás) organizam um leilão de capacidade na interligação. Esta capacidade será oferecida num único ponto virtual de interligação e no horizonte temporal de outubro de 2012 a setembro de 2013. Não foram previstas quantidades para a utilização da interligação ao abrigo do leilão de capacidade.
  - As quantidades de entrada na RNT a partir do terminal de GNL coincidem com a capacidade utilizada no ano gás 2010-2011 no Terminal de Sines. Para os restantes pontos de entrada na rede de transporte assume-se uma modulação idêntica à verificada no ano de 2011, para o cálculo das capacidades previstas em cada uma destas infraestruturas.
  - Relativamente às quantidades previstas para a tarifa de Uso Global do Sistema foi necessário desagregar as quantidades dos centros electroprodutores das restantes entregas, para assim poder ser aplicada a Parcela II desta tarifa.
  - Para o Terminal de Sines as quantidades de energia previstas resultam do balanço de energia apresentado no capítulo 3.2. Assume-se um aumento da capacidade de regaseificação e de armazenamento do Terminal de Sines.
  - No armazenamento subterrâneo considera-se o enchimento de uma quinta caverna, tendo sido adicionada à energia injetada prevista pelos operadores uma quantidade de “*cushion gas*” necessária para a entrada em funcionamento operacional desta caverna no decorrer do ano gás.

## 5.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 5.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA

A análise de quantidades de gás na rede de distribuição foi determinada a partir da informação sobre a caracterização desagregada das quantidades no SNGN em 2010-2011, enviada pelos vários agentes de mercado (Operadores da Rede de Distribuição e Comercializadores de Último Recurso Retalhistas).

Esta caracterização inclui as quantidades numa perspetiva global do consumo, bem como as quantidades associadas às variáveis de faturação do sistema tarifário.

#### REFERENCIAL DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS AOS CONSUMIDORES FINAIS

Devido a restrições dos equipamentos de medida instalados em cada ponto de entrega e para simplificar o sistema tarifário aplicável em segmentos de consumidores com menos informação, algumas das variáveis de faturação definidas não são aplicadas aos consumos na sua forma primária. Em vez disso, o conjunto de preços é simplificado procedendo-se a conversões de preços. Assim, caracterizam-se no quadro seguinte as variáveis de faturação aplicáveis a cada segmento de consumidores.

**Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais**

Variável de faturação	Leitura diária (telecontagem)	Leitura mensal	Periodicidade de leitura superior a 1 mês
Termo fixo mensal	€/mês	€/mês	€/mês
Capacidade utilizada	€/(kWh/dia)	n.a.	n.a.
Energia (com diferenciação de períodos horários em Fora de Vazio e Vazio)	€/kWh	€/kWh	n.a.
Energia (sem diferenciação de períodos horários)	n.a.	n.a.	€/kWh

Aos clientes nas redes de distribuição em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 1 milhão de m<sup>3</sup> é permitida a opção pelas tarifas de Média Pressão (na tarifa de acesso às redes). Da mesma forma, aos clientes nas redes de distribuição ligados em média pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 50 milhões de m<sup>3</sup> é permitida a opção pela tarifa de Alta pressão (na tarifa de acesso às redes). Na caracterização da procura considerou-se as situações descritas.

## FATURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (kWh)

Para garantir uma maior comparabilidade entre preços dos diferentes vetores energéticos, a ERSE definiu a sua publicação em unidades de energia (kWh) em vez de volume (m<sup>3</sup>). Esta comparabilidade dos preços é importante quer entre formas de energia diferentes, como a eletricidade, quer entre fornecimentos de gás em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás natural (em €/kWh) em Alta Pressão é diretamente comparável com o preço de fornecimento de gás natural nos pequenos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás natural medido em unidades de volume é enquadrada em detalhe pelo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo. Em cada fatura, o comercializador deve demonstrar como se realiza a conversão entre volume medido nas condições particulares de cada ponto de entrega e energia.

Para efeito do cálculo tarifário, todas as quantidades foram consideradas em unidades de energia.

### 5.2.2 DETERMINAÇÃO DAS CONVERSÕES DE QUANTIDADES E PERFILAGEM

Como referido, os equipamentos de medida e a periodicidade de leitura condicionam a informação disponível sobre as quantidades características do fornecimento de gás natural em cada ponto de entrega.

Uma vez que os contadores com capacidade de leitura diária estão disponíveis para os fornecimentos anuais superiores a 100 000 m<sup>3</sup>, considera-se que todos os clientes ligados às redes de distribuição com fornecimentos anuais superiores a 100 000 m<sup>3</sup> estão nas respetivas opções tarifárias com leitura diária.

Nos consumidores domésticos apenas está disponível informação de consumo sobre a energia anual e o número de clientes, em cada escalão de consumo. Assim, é necessário estimar as restantes variáveis de faturação, para aplicação das tarifas por atividade no modelo tarifário. Em particular:

- A decomposição da energia nos períodos horários de fora de vazio e vazio é estimada a partir da caracterização dos perfis diários das entregas agregadas nas redes de distribuição.
- A capacidade utilizada é estimada a partir da relação característica entre o consumo médio diário e o seu valor máximo durante o ano (modulação).

Relativamente à conversão de energia anual para energia em fora de vazio e vazio, utilizou-se uma relação de 96% para fora de vazio nos fornecimentos de BP<. Nos fornecimentos em BP> e MP foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2010-2011. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94% e nos fornecimentos em MP é de 93%.

A modulação da capacidade utilizada define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, medido em dias. Na ausência de informação de leitura sobre o consumo diário nos fornecimentos em BP< e nas opções tarifárias BP> e Média Pressão com leitura mensal, estima-se a capacidade utilizada a partir do seu consumo anual, através do parâmetro modulação. Nas restantes opções tarifárias foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2010-2011. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos  $\leq 10$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação entre 26 a 28 dias
- 10 mil m<sup>3</sup>/ano < Consumos  $\leq 100$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação de 60 dias

Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o fator de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário na metodologia de cálculo da tarifa de uso da rede de distribuição em Média Pressão (artigo 111.º, expressão 140). Este fator relaciona o consumo médio no período fora de vazio, dos consumidores ligados na rede de Baixa Pressão, com o valor diário máximo desse perfil agregado. É este valor máximo diário do perfil agregado de BP que é utilizado para determinar o montante de pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, imputável às redes de jusante. Considerou-se um valor de 1,5 para este fator.

### 5.2.3 UTILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO NACIONAIS

Além da caracterização da procura, discriminada por infraestrutura, por nível de pressão e opção tarifária, o tratamento das quantidades no contexto do sistema tarifário considerou ainda a definição de perfis de consumo nacionais.

De facto, os consumidores de cada segmento de consumo apresentam semelhanças entre regiões diferentes do país. No entanto, também apresentam diferenças que tanto podem ser circunstanciais (devido a um desvio aleatório do consumo de um conjunto de consumidores face à média nacional) como estruturais (devido, por exemplo, a estarem em regiões com clima mais frio).

O princípio da uniformidade tarifária das tarifas reguladas de gás natural, ainda que aplicado de forma gradual nas tarifas de venda a clientes finais, obriga à definição de preços uniformes nas tarifas por atividade. Só assim se promove uma convergência tarifária, mais ou menos gradual, para uma tarifa única no território nacional.

Por esta razão, a conversão dos preços das tarifas por atividade utiliza um perfil de consumo nacional garantindo que também as tarifas por atividade, convertidas no referencial de aplicação dos preços aos consumidores, apresentam preços uniformes em todo o país.

Estes perfis de consumo nacionais foram definidos através da caracterização global de quantidades apresentada anteriormente e utilizando os mesmos pressupostos relativamente à distribuição da energia por período tarifário ou à modulação da capacidade utilizada.

### 5.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A caracterização da procura no âmbito das tarifas de venda a clientes finais e tarifas transitórias resulta da procura para efeitos da tarifa de acesso às redes. De facto, a procura na perspetiva dos operadores de rede resulta da soma da caracterização desagregada da procura dos clientes em mercado com a procura dos clientes dos comercializadores de último recurso.

Com base nas previsões de quantidades e de número de clientes dos operadores das redes de distribuição (ORD) e dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURR) foi definida a quota de mercado entre os fornecimentos à tarifa pelos CURR e os fornecimentos em mercado em cada rede de distribuição para o ano gás 2012-2013. A diferença entre as previsões do ORD e dos CURR (e dos grandes clientes do CUR Grossista) caracteriza as quantidades e o número de clientes em regime de mercado.

Para caracterizar a procura nas tarifas de venda a clientes finais e tarifas transitórias foram aplicadas quotas de mercado às previsões de cada ORD. Estas foram definidas com base na informação prestada pelos agentes, tendo a ERSE assumido os seguintes pressupostos:

- Para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais inferiores a 500 m<sup>3</sup> assume-se que no início do ano gás 2012-2013 estes estão a ser fornecidos na sua totalidade à tarifa regulada e que ao longo do período de aplicação das tarifas transitórias (janeiro 2013 a dezembro 2015 – 6 semestres) verifica-se uma passagem gradual destes clientes para o regime de mercado, através de uma taxa de crescimento linear. No decorrer do ano gás 2012-2013 verifica-se uma quota média de 8% em regime de mercado (energia e número de clientes) para este segmento de clientes.
- Para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> assume-se que no início do ano gás 2012-2013 estes estão a ser fornecidos na sua totalidade à tarifa regulada e que ao longo do período de aplicação das tarifas transitórias (julho 2012 a dezembro 2014 – 5 semestres) verifica-se uma passagem gradual destes clientes para regime de mercado, através de uma taxa de crescimento linear. No decorrer do ano gás 2012-2013 verifica-se uma quota média de 20% do regime de mercado (energia e número de clientes) para este segmento de clientes.
- Para os fornecimentos a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> foram aceites as previsões dos operadores. Ou seja, assumiu-se que ainda existem clientes à tarifa transitória para os fornecimentos acima de 10 000 m<sup>3</sup>/ano no início do ano gás 2012-2013, mas que no final do ano gás não existirão clientes nos comercializadores de último recurso neste segmento de consumo.

Os comercializadores de último recurso aplicam as tarifas de venda a clientes finais e tarifas transitórias. Assim, a caracterização da sua procura deve corresponder ao referencial de aplicação dos preços dessas tarifas, sendo estas fixadas separadamente para cada comercializador de último recurso.

Os operadores de rede aplicam aos comercializadores de último recurso as tarifas de acesso às redes nacionais.

#### **5.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO**

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, retira os centros electroprodutores em regime ordinário do âmbito da comercialização de último recurso e, adicionalmente, desde 1 de janeiro de 2010 que todos os consumidores de gás natural podem escolher o seu fornecedor.

No Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estabelece -se o regime destinado a permitir a extinção, de forma gradual, por escalão de consumo anual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais no território continental, concluindo assim o processo iniciado pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, que determinou a extinção das tarifas reguladas para clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

Pelo disposto no Decreto-Lei n.º 74/2012 as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> são extintas a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes finais com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> e a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>.

As tarifas transitórias para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> e superior a 500 m<sup>3</sup> serão aplicadas até 31 de dezembro de 2014, e para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 500 m<sup>3</sup> serão aplicadas até 31 de dezembro de 2015.

Apesar de o mercado já estar totalmente liberalizado considera-se que essa liberalização está ainda numa fase de crescimento, prevendo-se que durante o ano gás 2012-2013 alguns clientes no segmento de consumo abaixo de 10 000 m<sup>3</sup>/ano possam iniciar o processo de fornecimento de gás natural em regime de mercado, de acordo com as previsões dos agentes e tendo em conta a introdução das tarifas transitórias. No final do ano gás 2012-2013 a totalidade dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> estarão a ser fornecidos em regime de mercado.

A caracterização da procura, do ponto de vista das variáveis de faturação, para os consumidores em mercado seguiu os mesmos princípios que a caracterização de quantidades na comercialização de último recurso.

No quadro seguinte apresentam-se as quotas de mercado adotadas nas tarifas para o ano gás 2012-2013, para os fornecimentos em regime de mercado, para consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 5-2 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2012-2013**

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP < 500 m <sup>3</sup> /ano	BP > 500 m <sup>3</sup> /ano	> 10 000 m <sup>3</sup> /ano	BP < 500 m <sup>3</sup> /ano	BP > 500 m <sup>3</sup> /ano	> 10 000 m <sup>3</sup> /ano
Beiragás	8%	20%	97%	8%	20%	86%
Dianagás	8%	20%	89%	8%	20%	90%
Duriensegás	8%	20%	81%	8%	20%	77%
Lisboagás	8%	20%	96%	8%	20%	83%
Lusitaniagás	8%	20%	98%	8%	20%	85%
Medigás	8%	20%	80%	8%	20%	82%
Paxgás	8%	20%	79%	8%	20%	79%
EDPgás	8%	20%	97%	8%	20%	83%
Setgás	8%	20%	97%	8%	20%	82%
Sonorgás	8%	20%	80%	8%	20%	82%
Tagusgás	8%	20%	98%	8%	20%	83%
<b>Total</b>	<b>8%</b>	<b>20%</b>	<b>97%</b>	<b>8%</b>	<b>20%</b>	<b>83%</b>



## 6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2012-2013

Neste capítulo apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das diversas tarifas reguladas por atividade e no cálculo das tarifas de vendas a clientes finais e tarifas transitórias.

Pelo disposto no Decreto-Lei n.º 74/2012 as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> são extintas a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes finais com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> e a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>. Neste contexto a partir de 1 de janeiro de 2013 a totalidade das tarifas de venda a clientes finais, bem como as tarifas de energia e de comercialização serão tarifas transitórias.

Nos quadros seguintes sumariza-se o número de clientes e energia, discriminados por nível de pressão e consumo, na perspetiva dos operadores da rede, previstos para o ano gás 2012-2013.

**Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2012-2013**

Fornecimentos (Tarifas 2012-13)	N. Clientes						AP Clientes industriais	CEP*	Total
	≤500 m <sup>3</sup>	>500 m <sup>3</sup>	≤10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>	BP Total	MP >1 000 000 m <sup>3</sup>			
Beiragás	39 108	8 543	47 651	249	47 900	10		47 911	
Dianagás	7 711	364	8 075	26	8 101	0		8 101	
Sonorgás	13 876	1 084	14 959	145	15 105	0		15 105	
Duriensegás	21 664	5 247	26 911	113	27 024	0		27 024	
Lisboagás	463 567	53 543	517 110	1 177	518 287	32		518 319	
Lusitaniagás	184 861	19 310	204 171	741	204 912	75		204 988	
Medigás	17 159	656	17 815	46	17 861	0		17 861	
Paxgás	5 383	30	5 412	3	5 416	0		5 416	
Portgás	215 651	60 351	276 002	1 243	277 245	130		277 375	
Setgás	149 086	6 071	155 157	226	155 383	12		155 396	
Tagusgás	29 299	2 164	31 463	170	31 633	20		31 654	
ORD	1 147 366	157 362	1 304 728	4 139	1 308 867	279		1 309 146	
ORT							15	6	21
<b>Total</b>	<b>1 147 366</b>	<b>157 362</b>	<b>1 304 728</b>	<b>4 139</b>	<b>1 308 867</b>	<b>279</b>	<b>15</b>	<b>6</b>	<b>1 309 167</b>

\*- Centros electroprodutores

**Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2012-2013**

Fornecimentos (Tarifas 2012-13)	GWh								
	BP<		BP>		BP Total	MP >1 000 000 m <sup>3</sup>	AP Clientes industriais	CEP*	Total
	≤500 m <sup>3</sup>	>500 m <sup>3</sup>	≤10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>					
Beiragás	105	108	213	385	598	393			991
Dianagás	20	10	29	37	66	0			66
Sonorgás	35	19	54	77	131	0			131
Duriensegás	54	60	114	113	227	0			227
Lisboagás	1 151	652	1 803	1 287	3 090	3 395			6 485
Lusitaniagás	437	259	696	1 391	2 087	6 293			8 380
Medigás	44	17	61	61	122	0			122
Paxgás	13	1	14	5	19	0			19
Portgás	506	522	1 028	1 059	2 087	3 702			5 790
Setgás	315	69	385	450	835	1 159			1 994
Tagusgás	55	27	82	212	294	1 052			1 346
ORD	2 736	1 744	4 480	5 077	9 557	15 994			25 551
ORT							13 434	20 896	34 329
<b>Total</b>	<b>2 736</b>	<b>1 744</b>	<b>4 480</b>	<b>5 077</b>	<b>9 557</b>	<b>15 994</b>	<b>13 434</b>	<b>20 896</b>	<b>59 880</b>

\* - Centros electroprodutores

**6.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRAESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE**

**6.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL**

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das Tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

**Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL					
	Capacidade utilizada	Energia Recepção	Energia Regaseificação	Número de carregamentos	Energia armazenada*
	(kWh/dia)/mês	(MWh)	(MWh)		MWh/dia
Entregas à RNTGN	136 151 936	38 377 519	38 377 519		1 488 992
Entregas a camiões cisterna		716 594		2 366	31 454
Entregas à RNTGN - Curta Duração		433 684	433 684		10 355

**6.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

**Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Energia injectada (MWh)	Energia extraída (MWh)	Energia armazenada* MWh/dia
Entregas OAS	815 536	815 536	2 072 089

\*Valor médio diário

**6.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE**

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os diferentes pontos de entrada e saída na RNTGN e para a opção base e opção de curtas durações.

**Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	
	Capacidade utilizada (kWh/dia)/mês
Interligações internacionais - Campo Maior	105 136 294
Interligações internacionais - Valença	27 045 155
Terminal GNL	136 151 936
Armazenamento Subterrâneo	60 656 789

**Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de entrada**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de entrada)	
	Energia Fora de Vazio (MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0
Interligações internacionais - Valença	0
Terminal GNL	329 776
Armazenamento Subterrâneo	0

**Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito do mecanismo de atribuição de capacidade nas interligações (entrada na RNTGN)**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE NO ÂMBITO DO MECANISMO CONJUNTO DE ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NAS INTERLIGAÇÕES (Entrada na RNTGN)		
Produto de capacidade	Capacidade firme (kWh/dia)	Capacidade interruptível (kWh/dia)
Entrada na RNTGN (Ponto virtual de interligação)		
Out-2012	0	0
Nov-2012	0	0
Dez-2012	0	0
Jan-2013	0	0
Fev-2013	0	0
Mar-2013	0	0
Abr-2013	0	0
Mai-2013	0	0
Jun-2013	0	0

**Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)			
	Capacidade utilizada (kWh/dia)/mês	Energia	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0	0	0
Interligações internacionais - Valença	0	0	0
Terminal GNL	0	0	0
Entregas a Clientes em AP	188 298 260	25 996 079	8 080 585
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	9 214 286	138 419	114 133
Entregas aos operadores de rede de distribuição	145 376 297	20 121 076	5 480 053

**Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de saída**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de saída)		
	Energia	
	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0	0
Interligações internacionais - Valença	0	0
Terminal GNL	0	0

**Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito do mecanismo de atribuição de capacidade nas interligações (saída da RNTGN)**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE NO ÂMBITO DO MECANISMO CONJUNTO DE ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NAS INTERLIGAÇÕES (Saída da RNTGN)		
Produto de capacidade	Capacidade firme (kWh/dia)	Capacidade interruptível (kWh/dia)
<b>Saída da RNTGN (Ponto virtual de interligação)</b>		
Out-2012	0	0
Nov-2012	0	0
Dez-2012	0	0
Jan-2013	0	0
Fev-2013	0	0
Mar-2013	0	0
Abr-2013	0	0
Mai-2013	0	0
Jun-2013	0	0

**6.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA**

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso Global do Sistema.

**Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela I	
	Energia (MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	20 895 670
Entregas a clientes em AP	13 433 548
Entregas aos operadores de redes de distribuição	25 601 129

**Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela II	
	Energia (MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	n.a.
Entregas a clientes em AP	13 433 548
Entregas aos operadores de redes de distribuição	25 601 129

## 6.2 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 6.2.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

**Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	Leitura		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
	Diária	Mensal			
	(nº clientes)				
URD <sub>MP</sub>	277	3	23 941 802	1 641 419	121 233 630
URD <sub>MP</sub> - Curtas utilizações	0		0	0	0
URD <sub>BP&gt;</sub>	893	3 246	4 749 086	328 313	59 902 299
URD <sub>BP&gt;</sub> - Curtas utilizações	0		0	0	0
URD <sub>BP&lt;</sub>	1 304 728		4 313 384	166 393	165 387 925

### 6.2.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

**Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD	(MWh)
Energia	25 601 129

### 6.2.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema.

**Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	25 601 129
Energia (Parcela II >)	21 102 974
Energia (Parcela II <)	4 498 155

**6.3 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO**

**6.3.1 TARIFA DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA AOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS**

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores de último recurso retalhistas.

**Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas**

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	4 534 273

**6.3.2 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M<sup>3</sup>**

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	3 919 168
Fornecimentos > 500 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	1 519 712
Fornecimentos ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	2 399 456

**6.3.3 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M<sup>3</sup>**

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa Transitória de Energia dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos acima de 10 000 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	555 063

**6.3.4 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES**

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa Transitória de Energia para grandes clientes.

**Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Energia para grandes clientes**

TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES	ENERGIA
Energia (MWh)	60 042

### 6.3.5 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M<sup>3</sup>

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa Transitória de Comercialização a aplicar pelos comercializadores retalhistas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m <sup>3</sup>	QUANTIDADES
<b>Termo Fixo (nº de clientes)</b>	<b>1 177 637</b>
Fornecimentos anuais > 500 m <sup>3</sup> /ano	141 492
Fornecimentos anuais ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano	1 036 145
<b>Termo de Energia (MWh)</b>	<b>3 903 156</b>
Fornecimentos anuais > 500 m <sup>3</sup> /ano	1 513 503
Fornecimentos anuais ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano	2 389 653

### 6.3.6 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M<sup>3</sup>

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa Transitória de Comercialização dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m <sup>3</sup> E < 2 MILHÕES m <sup>3</sup>	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	741
Termo de Energia (MWh)	554 024

### 6.3.7 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa Transitória de Comercialização para grandes clientes.

**Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para a Tarifa Transitória de Comercialização a grandes clientes**

TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO A GRANDES CLIENTES	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	2
Termo de Energia (MWh)	60 000

**6.4 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDE PARA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES**

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores de rede.

**6.4.1 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE EM ALTA PRESSÃO**

O quadro seguinte apresenta as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelo operador da rede de transporte em Alta Pressão.

**Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
<b>Diária</b>	20	8 080 585	25 996 079	188 298 260
<b>Curtas utilizações</b>	1	114 133	138 419	9 214 286

**6.4.2 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M<sup>3</sup>**

Nos quadros seguintes apresentam-se as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

**BEIRAGÁS**

**Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Beiragás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	38	207 041	12 438	1 632 375
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	212	160 047	
	≥ 100 001	0	0	

**Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Beiragás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	10	362 866	29 889	2 366 065
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

**DIANAGÁS**

**Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Dianagás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	6	24 880	1 661	442 356
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	19	10 075	
	≥ 100 001	0	0	

**Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Dianagás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**DURIENSEGÁS**

**Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Duriensegás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	17	43 723	1 687	731 551
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	96	65 925	1 845
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Duriensegás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**LISBOAGÁS**

**Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Lisboa**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	221	711 645	46 577	8 802 089	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	956	30 301		
	≥ 100 001	0	0		

**Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Lisboa**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	32	3 136 251	258 481	19 131 617	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**LUSITANIAGÁS**

**Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Lusitaniagás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	247	999 025	85 395	10 526 573	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	494	16 967		
	≥ 100 001	0	0		

**Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Lusitaniagás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	75	5 782 486	510 288	29 681 151
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**MEDIGÁS**

**Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Medigás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	17	43 370	2 453	610 871
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	29	13 758	1 498
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Medigás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**PAXGÁS**

**Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Paxgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	1	3 404	161	59 403
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1 116	34	
	≥ 100 001	0	0	

**Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Paxgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

**PORTGÁS**

**Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Portgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	235	697 995	61 897	4 696 621
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1 007	17 026	
	≥ 100 001	0	0	

**Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Portgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	128	3 530 443	171 751	18 780 980
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1	30	6
	≥ 100 001	0	0	0

**SETGÁS**

**Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Setgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	62	326 532	20 783	3 297 972
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	165	98 240	4 339
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Setgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	12	1 074 530	84 519	6 395 363
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**SONORGÁS**

**Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Sonorgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SONORGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	13	34 990	1 641	610 512	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	132	39 237	1 473	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Sonorgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				SONORGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	0	0	0	0	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**TAGUSGÁS**

**Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em BP> - Tagusgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	35	142 872	11 129	1 890 262	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	135	54 638	2 901	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2012-2013 em MP - Tagusgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	19	961 912	90 097	4 039 727
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1	1	0
	≥ 100 001	0	0	0

**6.4.3 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <**

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

**Quadro 6-46 - Resumo das quantidades para o ano gás 2012-2013 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	213 068	47 651
Dianagás	29 414	8 075
Duriensegás	113 743	26 911
Lisboagás	1 802 702	517 110
Lusitaniagás	696 254	204 171
Medigás	61 016	17 815
Paxgás	14 420	5 412
Portgás	1 028 248	276 002
Setgás	384 826	155 157
Sonorgás	54 081	14 959
Tagusgás	82 006	31 463
<b>Total BP&lt;</b>	<b>4 479 778</b>	<b>1 304 728</b>

**Quadro 6-47 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1 (m³/ano)	Escalão 2 (m³/ano)	Escalão 3 (m³/ano)	Escalão 4 (m³/ano)	Escalão 1 (m³/ano)	Escalão 2 (m³/ano)	Escalão 3 (m³/ano)	Escalão 4 (m³/ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	45 960	59 416	59 122	48 570	23 726	15 382	6 931	1 612
Dianagás	11 230	8 478	2 016	7 690	5 199	2 512	227	138
Duriensegás	23 732	30 459	28 657	30 895	12 899	8 765	3 721	1 526
Lisboagás	444 118	706 817	300 003	351 764	260 945	202 622	40 449	13 094
Lusitaniagás	179 362	257 520	117 828	141 544	110 310	74 551	13 778	5 532
Medigás	32 854	11 151	1 953	15 057	14 478	2 681	229	427
Paxgás	6 392	6 633	231	1 165	3 260	2 123	20	10
Portgás	175 243	330 929	290 002	232 075	105 551	110 100	45 779	14 571
Setgás	139 777	175 701	31 403	37 946	87 715	61 371	4 765	1 307
Sonorgás	27 896	7 148	6 015	13 023	12 157	1 719	607	477
Tagusgás	34 151	21 127	10 640	16 087	21 702	7 597	1 538	626
<b>Total BP&lt;</b>	<b>1 120 714</b>	<b>1 615 379</b>	<b>847 871</b>	<b>895 814</b>	<b>657 942</b>	<b>489 424</b>	<b>118 044</b>	<b>39 319</b>

## 6.5 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

### 6.5.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS 10 000 m<sup>3</sup>

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas Transitórias e Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores retalhistas para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

Pelo disposto no Decreto-Lei n.º 74/2012 as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> são extintas a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes finais com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> e a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>. Neste contexto as tarifas de venda a clientes finais para o Escalão 1 e Escalão 2 serão tarifas de último recurso até 31 de Dezembro de 2012, passando a tarifas transitórias a partir de 1 de janeiro de 2013.

**Quadro 6-48 - Resumo das quantidades para o ano gás 2012-2013 das Tarifas de Venda a Clientes Finais e Tarifas Transitórias em BP<**

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	182 748	42 683
Dianagás	25 829	7 360
Duriensegás	97 317	24 056
Lisboagás	1 576 437	467 771
Lusitaniagás	607 973	184 904
Medigás	54 013	16 248
Paxgás	13 039	4 959
EDPgás SU	881 652	245 961
Setgás	344 667	141 519
Sonorgás	47 429	13 586
Tagusgás	72 054	28 589
<b>Total BP&lt;</b>	<b>3 903 156</b>	<b>1 177 637</b>

**Quadro 6-49 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais e Tarifas Transitórias em BP<**

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR								
CUR	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1 (m³/ano)	Escalão 2 (m³/ano)	Escalão 3 (m³/ano)	Escalão 4 (m³/ano)	Escalão 1 (m³/ano)	Escalão 2 (m³/ano)	Escalão 3 (m³/ano)	Escalão 4 (m³/ano)
	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000
Beiragás	39 611	50 769	50 709	41 658	21 253	13 778	6 208	1 444
Dianagás	10 048	7 246	1 782	6 753	4 738	2 289	207	125
Duriensegás	20 305	26 060	24 518	26 433	11 530	7 835	3 326	1 364
Lisboagás	388 375	618 102	262 349	307 612	236 047	183 289	36 590	11 844
Lusitaniagás	156 620	224 868	102 888	123 597	99 900	67 516	12 478	5 010
Medigás	29 585	9 872	1 729	12 828	13 204	2 445	209	389
Paxgás	5 780	5 981	211	1 067	2 987	1 945	18	9
EDPgás SU	150 259	283 749	253 770	193 874	94 063	98 116	40 797	12 985
Setgás	125 190	157 365	28 126	33 986	80 005	55 977	4 346	1 192
Sonorgás	25 032	6 268	5 365	10 763	11 041	1 561	551	433
Tagusgás	30 006	18 563	9 349	14 135	19 720	6 903	1 398	569
<b>Total BP&lt;</b>	<b>980 809</b>	<b>1 408 844</b>	<b>740 797</b>	<b>772 706</b>	<b>594 488</b>	<b>441 656</b>	<b>106 127</b>	<b>35 365</b>

### 6.5.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M<sup>3</sup> E INFERIORES A 2 MILHÕES DE M<sup>3</sup>

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais ligados à rede de distribuição e com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e inferiores a 2 milhões de m<sup>3</sup>.

**BEIRAGÁS**

**Quadro 6-50 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	0	0	0	0	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	36	11 519	416	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-51 - Quantidades para o ano gás 2013-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	1	11 240	926	73 291	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**DIANAGÁS**

**Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	1	2 619	175	46 570	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	2	1 061	35	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	0	0	0	0	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**DURIENSEGÁS**

**Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	0	0	0	0	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	26	592		
	≥ 100 001	0	0		

**Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	0	0	0	0	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**LISBOAGÁS**

**Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - LisboaGás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	0	0	0	0	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	200	52 415	3 185	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - LisboaGás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	3	80 101	6 540	490 226	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**LUSITANIAGÁS**

**Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	0	0	0	0	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	115	24 104	1 412	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	12	106 061	9 360	544 403
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

**MEDIGÁS**

**Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	3	8 480	480	119 443
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	5	2 690	293
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**PAXGÁS**

**Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	709	33	12 376
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	233	7
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL**

**Quadro 6-64 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				EDP GÁS SU
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	212	26 294	1 586
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-65 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				EDP GÁS SU
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	22	93 403	4 051	490 938
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	1	0
	≥ 100 001	0	0	0

**SETGÁS**

**Quadro 6-66 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	42	12 170	538
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-67 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	
Diária	2	30 351	2 387	180 645
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**SONORGÁS**

**Quadro 6-68 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SONORGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	26	14 660	550
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-69 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				SONORGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**TAGUSGÁS**

**Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	29	3 528	187
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-71 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
	(nº clientes)			
Diária	3	16 896	1 583	70 959
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

**6.5.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS PARA GRANDES CLIENTES DO CUR GROSSISTA LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes ligados à rede de distribuição de média pressão (clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m<sup>3</sup>). De salientar que para o ano gás 2012-2013 assume-se que não existem grandes clientes ligados à rede de transporte na tarifa transitória de venda a clientes finais.

**Quadro 6-72 - Quantidades para o ano gás 2012-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2 milhões m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO > 2 000 000 m <sup>3</sup> /ano				Transgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
	(nº clientes)			
Diária	2	55 471	4 529	339 491
Curtas utilizações	0	0	0	0

## 7 PERÍODOS TARIFÁRIOS

### 7.1 PERÍODO DE FORA DE VAZIO NA REDE DE TRANSPORTE

Como mencionado no Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural, os períodos tarifários designam-se por período de fora de vazio e período de vazio.

O período de fora de vazio na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) inclui todos os dias úteis do ano gás e o período de vazio inclui fins-de-semana e feriados nacionais (Quadro 7-1).

**Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNTGN para o ano gás 2012-2013**

Período de Fora de Vazio	Período de Vazio
Dias úteis	Fins-de-semana e feriados nacionais

A consideração destes períodos tarifários permite assegurar que os dias de menor utilização da RNTGN apresentem uma probabilidade elevada de ocorrência no período de vazio definido.

### 7.2 PERÍODO DE FORA DE VAZIO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Como mencionado no documento justificativo das alterações regulamentares ao Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural, os períodos tarifários designam-se por período fora de vazio e período de vazio.

O período de fora de vazio na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) corresponde a todos os dias dos meses de Setembro a Julho (Quadro 7-2).

**Quadro 7-2 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2012-2013**

Período de Fora de Vazio	Período de Vazio
Setembro a Julho	Agosto



## 8 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), o operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em coordenação com os operadores das diferentes infraestruturas, deve apresentar à ERSE uma proposta de valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos às infraestruturas do SNGN, devidamente justificadas, até ao dia 15 de dezembro de cada ano.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infraestrutura, nomeadamente os terminais de GNL, as instalações de armazenamento subterrâneo gás natural, a RNTGN, as UAG e as redes de distribuição em MP e em BP.

A proposta dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2012-2013, foi enviada pela REN Gasodutos em março de 2012, relativamente às infraestruturas da RNTIAT, não tendo sido contemplados os valores referentes à RNDGN, nem foi cumprido o prazo, tal como estabelecido no RARII.

Por sua vez, também em março de 2012, os operadores das redes de distribuição, nomeadamente a Portgás, a Tagusgás, a Sonorgás e as empresas do grupo Galp – Lisboagás, Setgás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás – propuseram a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, aprovados pela ERSE para o ano gás 2011-2012, referindo que os mesmos são aderentes às condições de operação das suas infraestruturas, fazendo notar, também, a ausência de discrepâncias na aplicação desses fatores na elaboração de balanços e repartições.

Este procedimento não coordenado corresponde a um incumprimento do RARII por parte dos operadores das redes de distribuição que deveriam ter enviado atempadamente, ao operador da rede de transporte, no âmbito da sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, as suas propostas de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos das respetivas infraestruturas, de modo a permitir o envio à ERSE, por parte da REN Gasodutos, de uma proposta consolidada e coordenada dos referidos fatores de ajustamento. Todo este processo deveria ter decorrido até ao passado dia 15 de dezembro de 2010.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são aplicados para efeito da determinação das quantidades de gás natural que os agentes de mercado devem colocar à entrada das infraestruturas da RPGN, de modo a garantir a entrega do gás natural necessário ao abastecimento dos consumos previstos para os respetivos clientes, de acordo com o estabelecido no RARII.

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

Sendo desejável a manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, a ERSE considera desejável que os operadores das infraestruturas efetuem estudos de acompanhamento destes fatores nas diferentes infraestruturas.

## 8.1 PROPOSTA DA REN GASODUTOS PARA OS FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT

O operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, apresentou os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para a RNTGN, para o terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e para o armazenamento subterrâneo de gás natural, para o ano gás 2012-2013, apresentados no Quadro 8-1.

**Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos**

Infraestrutura	Fator de ajustamento (%)
RNTGN	0,10
Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	0
Armazenamento subterrâneo	0,82

Nos pontos 8.1.1, 8.1.2 e 8.1.3 é apresentado um resumo das justificações para esta proposta de valores de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos por parte do operador da rede de transporte.

### 8.1.1 FATOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTGN

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 fator final de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infraestrutura, 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 afetam a infraestrutura.
- Autoconsumos – consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, com medida associada.

A proposta de valores para o ano gás de 2012-2013 teve por base os valores de perdas e autoconsumos determinados para os anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011. Os valores das perdas resultantes de purgas verificadas na RNTGN para os referidos anos foram 726 MWh, 273 MWh,

1 360 MWh e 639 MWh, respetivamente. Por outro lado, o valor das perdas resultantes de autoconsumos verificados na RNTGN nos mesmos anos gás foram 59 041 MWh, 58 166 MWh, 54 838 MWh e 56 190 MWh respetivamente.

### PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No Quadro 8-2 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 fator de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN para o ano gás de 2012-2013, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

**Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG nos anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011**

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Purgas e Fugas	726	273	1 360	639
Autoconsumos	59 041	58 166	54 838	56 190
Perdas totais	59 767	58 439	56 198	56 829
Saídas da RNTGN	52 334 525	50 039 744	55 109 092	60 148 518
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,11	0,12	0,10	0,09

Nota: Valores em MWh

De notar que 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, assim como as quantidades de gás natural entregue no armazenamento subterrâneo, não se encontram sujeitas a autoconsumos nas estações dos respetivos pontos de saída da RNTGN. Desta forma, estas quantidades não foram consideradas na determinação do fator para ajustamento de perdas na RNTGN.

Pela proximidade dos valores e por questões de continuidade, o valor proposto pela REN Gasodutos para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN, para o ano gás 2012-2013 é 0,10%.

#### 8.1.2 FATOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE RECEÇÃO, 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 de gás natural que devem ser

contabilizadas e utilizadas na determinação do fator de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infraestrutura.

#### **PURGAS E QUEIMA DE GÁS NATURAL**

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efetuadas através de um sistema de queima segura (“flare”) têm essencialmente três origens:

- Purgas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto na infraestrutura do terminal.
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infraestruturas 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 de GNL de Sines, nos anos gás 2007-2008, 2009-2010 e 2010-2011, foram de 401 MWh, 4 695 MWh e 1 161 MWh, respetivamente, resultantes de atividades de manutenção programada. No ano gás 2008-2009 não se realizaram manutenções desta natureza.

#### **PROPOSTA DA REN GASODUTOS**

No Quadro 8-3 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, assim como as quantidades de gás natural entregues nos pontos de saída do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos quais resulta a proposta de fator de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infraestrutura para o ano gás 2012-2013, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

**Quadro 8-3 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011**

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Purgas e queima de gás natural	401	0	4 695	1 161
Saídas do terminal	31 576 041	31 259 065	28 261 424	33 146 351
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,001	0	0,02	0

Valores em MWh

O valor proposto para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos do terminal de GNL de Sines, para o ano gás 2012-2013, equivale ao valor adotado nos últimos 5 anos, correspondendo a 0% sobre o valor das saídas (gás natural e GNL).

### 8.1.3 FATOR 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 natural no armazenamento subterrâneo resultam do efeito conjugado de quatro parcelas que devem ser quantificadas individualmente e utilizadas na determinação do fator global de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infraestrutura, designadamente:

- Autoconsumos no processo de injeção – consumos próprios do processo de injeção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos no processo de extração – consumos próprios do processo de extração de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos em “stand-by” – consumos próprios da infraestrutura 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 afetam a infraestrutura.

#### 8.1.3.1 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 acionamento dos grupos compressores utilizados na movimentação do gás natural da RNTGN para o parque de cavernas.

O Quadro 8-4 apresenta o resumo dos dados disponíveis, apresentados pela REN Gasodutos, do processo de injeção em regimes de operação normal ocorridos durante os anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011.

**Quadro 8-4 - Dados reais para a injeção**

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Autoconsumo	6 053	11 092	7 551	11 557
Gás injetado	904 675	1 468 165	1 076 594	1 752 236
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,67	0,76	0,70	0,66

Valores em MWh

#### 8.1.3.2 AUTOCONSUMOS NO PROCESSO DE EXTRAÇÃO

O processo de extração 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.

No Quadro 8-5 apresenta-se o resumo dos dados disponíveis sobre o processo de extração de gás natural no armazenamento subterrâneo.

**Quadro 8-5 - Dados reais de extração**

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Autoconsumo	1 076	632	3 272	1 404
Gás extraído	947 720	439 827	1 482 681	1 090 745
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,11	0,14	0,22	0,13

Valores em MWh

#### 8.1.3.3 AUTOCONSUMOS EM "STAND-BY"

Para além dos consumos associados à operação dos processos de injeção e extração, devem também ser considerados os consumos necessários para garantir a disponibilidade dos equipamentos que os constituem. Neste sentido, é prática operar a infraestrutura em circuito fechado e regimes reduzidos para avaliar a sua condição operacional.

Considerando a movimentação global de gás natural realizada no período que compreende os anos gás 2007-2008 e 2010-2011, incluindo os dois processos, injeção e extração de gás natural, e tendo a REN Gasodutos optado pela aplicação apenas ao processo de extração, cumprindo assim o disposto no

RARII, estimou-se para o fator de compensação dos volumes de gás combustível utilizados pelo armazenamento subterrâneo em condição de “stand-by” o valor de 0,02%, conforme se apresenta no Quadro 8-6.

**Quadro 8-6 - Autoconsumos em “stand-by”**

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Autoconsumo	410	245	123	110
Gás movimentado	926 198	437 522	1 279 638	1 421 490
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,04	0,06	0,01	0,01

Valores em MWh

#### 8.1.3.4 PURGAS DE GÁS NATURAL

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efetuadas através de um sistema de despressurização (“cold flare”), têm essencialmente três origens:

- Purgas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto na infraestrutura do armazenamento subterrâneo.
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infraestruturas 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 fator que permita compensar esta parcela do autoconsumo.

#### PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No Quadro 8-7 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, dos quais resulta o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos globais de acordo com os dados reais de utilização desta infraestrutura.

**Quadro 8-7 - Fator de ajustamento para o armazenamento subterrâneo**

Processo de injeção	Processo de extração	“stand-by”	Fator Global
0,66%	0,14%	0,02%	0,82%

Considerando apenas o regime normal de funcionamento em exploração comercial, o fator de ajustamento de perdas e autoconsumos equivale a 0,82% do valor das extrações de gás natural da infraestrutura, estando em linha com os valores aprovados nos anos gás anteriores.

## **8.2 PROPOSTA DE FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Conforme referido anteriormente, a proposta dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2012-2013, enviada pela REN Gasodutos, na sua atividade de gestão técnica global do SNGN, não contemplou os valores referentes à RNDGN. Contudo, os operadores das redes de distribuição, designadamente a Portgás, a Tagusgás, a Sonorgás e as empresas do Grupo Galp (Lisboagás, Setgás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás), apresentaram uma proposta conjunta, propondo a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos em aplicação no ano gás 2011-2012.

Este procedimento foi idêntico ao do ano gás 2011-2012, sendo que a proposta, apresentada pelos operadores das redes de distribuição, é a mesma há 3 anos consecutivos.

O Quadro 8-8 apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para as infraestruturas da RNDGN (UAG e redes de distribuição em MP e BP), resultantes da proposta efetuada para o ano gás 2010-2011 e 2011-2012, constituindo a proposta atual dos operadores das redes de distribuição.

**Quadro 8-8 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição**

Infraestrutura	Fator de ajustamento (%)
Rede de Distribuição em MP	0,07
Rede de Distribuição em BP	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,30

### 8.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

#### 8.3.1 ANÁLISE DOS FATORES 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 gás 2010-2011, bem como nos dois anos gás anteriores 2008-2009 e 2009-2010, constatou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (cerca de 98%) 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 fator de ajustamento para perdas e autoconsumos reflete a referida relação de proporcionalidade, não sendo expectável a uma considerável variação. Assim, a ERSE considera a proposta da REN Gasodutos coerente com os princípios subjacentes ao conceito de fator de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adotada e os valores propostos.

#### 8.3.2 ANÁLISE DOS FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE GNL

O fator 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 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 2012-2013, para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é o mesmo que o aprovado pela ERSE para os cinco anos gás anteriores.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de fator de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adotada e os valores propostos.

### 8.3.3 ANÁLISE DOS FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A proposta da REN Gasodutos relativa aos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo considera os autoconsumos dos processos de injeção, extração e “stand-by”. A REN Gasodutos determina estes fatores recorrendo a formulação teórica, sustentando-a com dados reais. O valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2012-2013, para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo de gás natural é 0,82%.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de fator de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adotada e os valores propostos.

### 8.3.4 ANÁLISE DOS FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A ERSE considera que, tal como no terminal de GNL, é vantajosa a manutenção dos valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos em vigor para as redes de distribuição em MP e BP e nas UAG. Desta forma, considera-se coerente a proposta dos operadores das redes de distribuição, de manter os valores que vigoram nos dois anos gás anteriores.

Importa referir que a ERSE considera que esta matéria requer uma maior atenção por parte dos operadores das redes de distribuição, no sentido de efetuarem estudos de acompanhamento das perdas e autoconsumos das suas redes.

## 8.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURAS DA RPGN PARA O ANO GÁS 2012-2013

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2012-2013.

**Quadro 8-9 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN natural em 2012-2013**

<b>Infraestrutura</b>	<b>Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2012-2013 (%)</b>
RNTGN	0,10
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,82
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,30