

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2013-2014**

Junho 2013

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 2013-2014.....</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 2013-2014 .....	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>29</b>
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão .....	29
5.1.1	Caracterização da utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	29
5.1.1.1	Terminal de GNL .....	29
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo.....	32
5.1.1.3	Rede de transporte .....	33
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	42
5.2	Redes de distribuição .....	43
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária .....	43
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem .....	45
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais .....	46
5.3	Comercialização de último recurso .....	47
5.4	Comercialização em regime de mercado.....	48
<b>6</b>	<b>CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2013-2014 .....</b>	<b>51</b>
6.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	52
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	52
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	53
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	53
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	54
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição .....	55
6.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	55
6.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	55
6.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	56
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso.....	56

6.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas .....	56
6.3.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	57
6.3.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	57
6.3.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	58
6.3.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M <sup>3</sup> .....	58
6.4	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores .....	59
6.4.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão .....	59
6.4.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	59
6.4.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < .....	71
6.5	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais .....	72
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> .....	72
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> .....	73
<b>7</b>	<b>PERÍODOS TARIFÁRIOS .....</b>	<b>81</b>
<b>8</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS .....</b>	<b>83</b>
8.1	Proposta da REN Gasodutos para os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT .....	84
8.1.1	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN .....	84
8.1.2	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL .....	85
8.1.3	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo .....	87
8.1.3.1	Autoconsumos no processo de injeção .....	87
8.1.3.2	Autoconsumos no processo de extração .....	88
8.1.3.3	Autoconsumos em “stand-by” .....	88
8.1.3.4	Purgas de gás natural .....	89
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	90
8.3	Análise da ERSE às propostas .....	91
8.3.1	Análise dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN .....	91
8.3.2	Análise dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL .....	92
8.3.3	Análise dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo .....	92
8.3.4	Análise dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	92
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas da RPGN para o ano gás 2013-2014 .....	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do fator de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGN) e do consumo de energia elétrica .....	5
Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2013-2014 na perspetiva dos operadores de redes .....	7
Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2013-2014, na perspetiva das redes e dos comercializadores.....	8
Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2013-14 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 2013-14 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 previstos para 2013-2014.....	17
Figura 4-1 - Energia regaseificada e injetada pelo Terminal de GNL na RNTGN) (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	19
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	20
Figura 4-3 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões) .....	21
Figura 4-4 - Capacidade utilizada (ótica comercial) da RNTGN (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos) .....	22
Figura 4-5 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos .....	24
Figura 4-6 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN .....	24
Figura 4-7 - Previsão da ERSE para 2013 e 2014 das vendas totais de energia dos CUR.....	27
Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2013 e 2014 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	27
Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2013 e 2014 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	28
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2010 a 2012.....	29
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2010 a 2012.....	30
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2010 a 2012....	30
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2010 a 2012 .....	31
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2010 a 2012.....	31
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2010 a 2012.....	32
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2010 a 2012.....	33
Figura 5-8 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2012.....	33
Figura 5-9 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2012 .....	34
Figura 5-10 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2010 a 2012.....	35
Figura 5-11 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2010 a 2012.....	35
Figura 5-12 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2010 a 2012.....	36

---

Figura 5-13 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2010 a 2012.....	36
Figura 5-14 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2010 a 2012 .....	37
Figura 5-15 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2010 a 2012.....	37
Figura 5-16 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2010 a 2012.....	38
Figura 5-17 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2010 a 2012.....	38
Figura 5-18 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2010 a 2012 .....	39
Figura 5-19 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2010 a 2012 .....	39
Figura 5-20 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2010 a 2012.....	40
Figura 5-21 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2010 a 2012.....	40
Figura 5-22 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2010 a 2012 .....	41
Figura 5-23 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2010 a 2012.....	41
Figura 5-24 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2012, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto .....	42

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2013-2014 .....	14
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2013-2014 .....	15
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2013-2014 .....	15
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2013-2014 .....	16
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos .....	23
Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos .....	23
Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	25
Quadro 4-4 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	25
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	26
Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	26
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais .....	44
Quadro 5-2 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais (opção flexível) .....	45
Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2013-2014 .....	49
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2013-2014 .....	51
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2013-2014 .....	51
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	52
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	53
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada .....	53
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída .....	54
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema .....	54
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema .....	54
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	55
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível) .....	55
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição .....	55
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição .....	56
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas .....	56

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m <sup>3</sup> .....	57
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m <sup>3</sup> .....	57
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m <sup>3</sup> .....	58
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m <sup>3</sup> .....	58
Quadro 6-18 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 .....	59
Quadro 6-19 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 (opção flexível).....	59
Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Beiragás .....	60
Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Beiragás (opção flexível) .....	60
Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Beiragás.....	60
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Beiragás (opção flexível) .....	60
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Dianagás .....	61
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Dianagás (opção flexível) .....	61
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Dianagás.....	61
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Dianagás (opção flexível) .....	61
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Duriensegás .....	62
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Duriensegás (opção flexível) .....	62
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Duriensegás .....	62
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Duriensegás (opção flexível) .....	62
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Lisboagás .....	63
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Lisboagás (opção flexível) .....	63
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Lisboagás .....	63
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Lisboagás (opção flexível).....	63
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Lusitaniagás .....	64



Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível) .....	64
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Lusitaniagás .....	64
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Lusitaniagás (opção flexível) .....	64
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Medigás.....	65
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Medigás (opção flexível).....	65
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Medigás .....	65
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Medigás (opção flexível).....	65
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Paxgás .....	66
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Paxgás (opção flexível).....	66
Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Paxgás.....	66
Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Paxgás (opção flexível) .....	66
Quadro 6-48 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Portgás.....	67
Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Portgás (opção flexível) .....	67
Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Portgás .....	67
Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Portgás (opção flexível).....	67
Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Setgás.....	68
Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Setgás (opção flexível) .....	68
Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Setgás.....	68
Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Setgás (opção flexível).....	68
Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Sonorgás.....	69
Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Sonorgás (opção flexível) .....	69
Quadro 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Sonorgás .....	69
Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Sonorgás (opção flexível).....	69

Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Tagusgás .....	70
Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Tagusgás (opção flexível).....	70
Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Tagusgás .....	70
Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Tagusgás (opção flexível).....	70
Quadro 6-64 - Resumo das quantidades para o ano gás 2013-2014 das Tarifas de Acesso às Redes em BP< .....	71
Quadro 6-65 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP< .....	71
Quadro 6-66 - Resumo das quantidades para o ano gás 2013-2014 das Tarifas Transitórias em BP< .....	72
Quadro 6-67 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias em BP<.....	73
Quadro 6-68 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	73
Quadro 6-69 - Quantidades para o ano gás 2013-2013 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás .....	74
Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	74
Quadro 6-71 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás .....	74
Quadro 6-72 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	74
Quadro 6-73 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás .....	75
Quadro 6-74 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaagás .....	75
Quadro 6-75 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaagás .....	75
Quadro 6-76 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	75
Quadro 6-77 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás .....	76
Quadro 6-78 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás .....	76
Quadro 6-79 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás.....	76
Quadro 6-80 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás.....	77
Quadro 6-81 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás .....	77
Quadro 6-82 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU.....	77

Quadro 6-83 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU .....	77
Quadro 6-84 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	78
Quadro 6-85 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás .....	78
Quadro 6-86 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás .....	78
Quadro 6-87 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás.....	78
Quadro 6-88 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás .....	79
Quadro 6-89 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás.....	79
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2013-2014 .....	81
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos .....	84
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN, nos anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 e 2011-2012 .....	85
Quadro 8-3 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL, nos anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 e 2011-2012 .....	87
Quadro 8-4 - Dados reais para a injeção .....	88
Quadro 8-5 - Dados reais de extração .....	88
Quadro 8-6 - Autoconsumos em “stand-by” .....	89
Quadro 8-7 - Fator de ajustamento para o armazenamento subterrâneo .....	90
Quadro 8-8 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	91
Quadro 8-9 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2013-2014 .....	93



## 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 o período transitório durante o qual são aplicadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais, de acordo com o seguinte calendário:

- Para os consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> são aplicadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais até 30 de junho de 2014 (Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro e Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro);
- Para consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> e inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> são aplicadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais até 31 de dezembro de 2014 (Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março);
- Para consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup> são aplicadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais até 31 de dezembro de 2015 (Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março).

Assume-se que a saída efetiva para o mercado dos clientes 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 2013-2014, 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 2013-2014 para as variáveis relacionadas com o consumo de gás natural, que apoiam a definição dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

No capítulo 5 é apresentada uma caracterização da utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural.

No capítulo 6 é apresentada uma caracterização das quantidades associadas às tarifas reguladas de uso das infraestruturas e às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelos comercializadores de último recurso, 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 2013-2014 e Parâmetros para o período de regulação 2013-2016”.

## 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. A repartição de consumos entre estes grupos tem-se vindo a alterar progressivamente nos últimos anos, observando-se uma diminuição do peso dos centros electroprodutores no consumo nacional, motivada por alterações estruturais e aspetos conjunturais no setor elétrico, e, simultaneamente, por um crescimento gradual dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição, explicado essencialmente pela expansão geográfica destas redes. Atualmente, os centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, representam entre 25% e 30% do consumo total de gás natural, fração idêntica à dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão, os quais são maioritariamente instalações de cogeração. Por seu lado, o consumo agregado dos pequenos e médios consumidores, abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, representa uma quota que já ultrapassa os 45% do consumo nacional.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que os consumos abastecidos pelas redes de distribuição são relativamente estáveis, designadamente em baixa pressão, enquanto os consumos em alta pressão estão bastante concentrados e são muito influenciáveis por fatores externos, não só de natureza económica, como também climatéricos. Refira-se, em particular, a correlação inversa existente entre a produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado a gás natural, e portanto o respetivo consumo de gás natural, e a hidraulicidade. Importa ainda sublinhar que, com a dimensão atual do setor do gás natural em Portugal, a entrada em funcionamento ou a paragem de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial criam variações relevantes na evolução do consumo nacional. Assim, dificilmente se podem aplicar modelos previsionais de evolução da procura a uma quota que se situa entre 50% a 60% do consumo nacional de gás natural. Em oposição, verifica-se que os consumidores em baixa pressão nos escalões inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> anuais têm apresentado um consumo com uma tendência de evolução bem definida, passível de extrapolação para o futuro.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários no cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas consideram as previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os 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 setor, 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 à previsão do operador da RNTGN para o consumo de gás natural a nível nacional, observa-se que esta é coerente com os dados reais ocorridos até à data, com as perspetivas de

evolução da economia do país e, em particular, de evolução do setor do gás natural. Nota-se que, após a tendência de crescimento de consumos observada entre 2009 e a primeira metade de 2011, a previsão do operador da RNTGN aponta para uma quebra até ao final de 2013, seguida de uma ligeira retoma em 2014<sup>1</sup>, o que está em linha com a previsão de evolução dos indicadores de atividade económica.

No que respeita aos centros electroprodutores, a REN prevê para 2013 uma estagnação do consumo de gás natural no nível de 2012, o qual se situou cerca de 45% abaixo do verificado em 2011, sendo que em 2014 aponta para um ligeiro acréscimo deste consumo. Esta previsão é consentânea com uma menor utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural decorrente da previsão, para esses anos, da diminuição do consumo de energia elétrica e do crescimento, apesar de ligeiro, que se perspetiva para a produção em regime especial. Além destes aspetos, a dificuldade em colocar a produção das centrais de ciclo combinado a gás natural em mercado tem tendência para se agravar, pelo facto do seu custo variável de produção ser superior ao das centrais a carvão, tendo em conta os preços atuais destes combustíveis.

Registe-se o caso específico da central da Turbogás, que está 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 (Acordo de Gestão de Consumos - AGC), e, por este motivo, tem a colocação de energia elétrica no mercado fortemente condicionada. Devido à sua restrição contratual, a evolução do consumo de gás natural da central da Turbogás não se pautou pela tendência acima descrita. Em 2012 ocorreu uma revisão do AGC, a qual reduziu de forma muito substancial a quantidade mínima de gás a consumir anualmente pela central da Turbogás até 2015. Este facto não foi considerado nas previsões do operador da RNTGN para os anos de 2013 e 2014, tendo sido, por isso, posteriormente considerado nas previsões da ERSE.

A figura que se segue visa ilustrar os vários aspetos acima descritos, que justificam a evolução recente do consumo de gás natural dos centros electroprodutores, ao apresentar 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 referido à emissão e com este consumo deduzido da produção em regime especial.

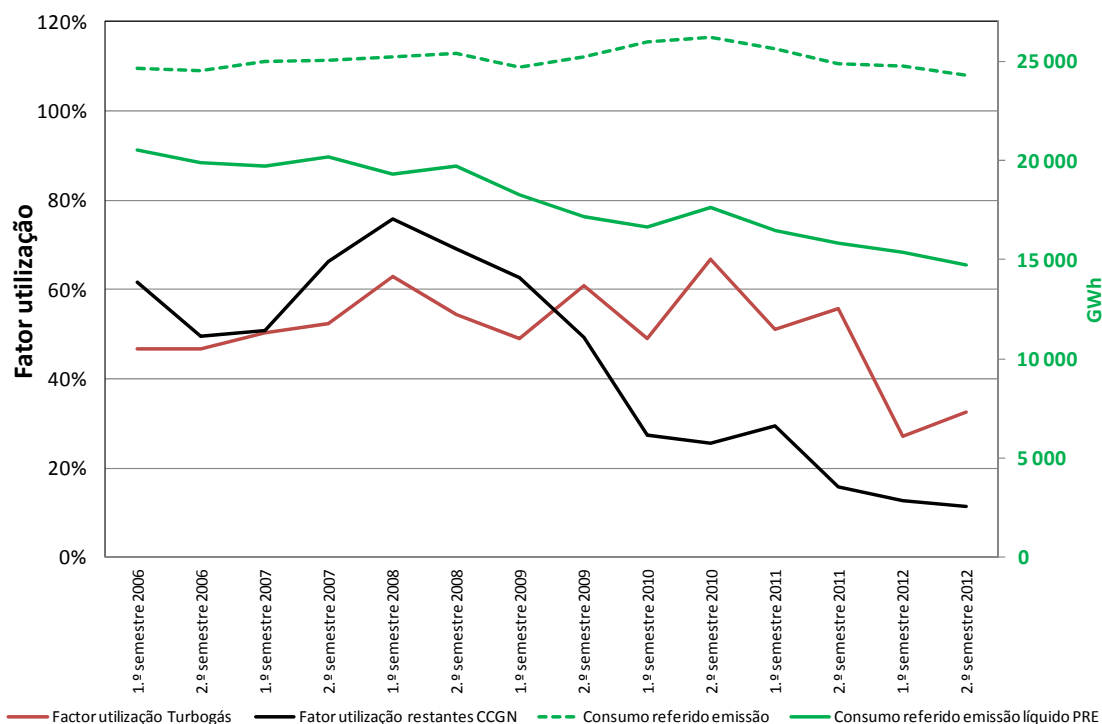
---

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

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



**Figura 2-1 - Evolução do fator de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGN) e do consumo de energia elétrica**



Face ao exposto, a ERSE assumiu no balanço de gás natural para 2013-2014 os efeitos dos diversos fatores descritos, que pressionam as previsões de consumo para os centros electroprodutores no sentido descendente. No entanto, em consequência das recentes alterações legislativas no setor elétrico espanhol, nomeadamente o aumento da carga fiscal sobre a produção de eletricidade, que se deverá refletir nos preços do mercado grossista, a oportunidade de colocação de energia elétrica no mercado ibérico pelas centrais de ciclo combinado portuguesas deverá aumentar, e portanto também o seu consumo de gás natural.

Neste pressuposto e retirando *à priori* os efeitos da hidraulicidade no *mix* de produção de eletricidade em Portugal, é expectável que parte do saldo importador de eletricidade verificado em 2012 seja substituída por produção nacional, nomeadamente através de um acréscimo da utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural. Este efeito deverá ser transversal a todas as centrais, embora com maior incidência nas centrais com maior rendimento, prevendo-se que compense a redução de consumo de gás natural resultante da menor utilização da central da Turbogás (abaixo de 30%), através do acréscimo de consumo das restantes centrais de ciclo combinado, que poderão ter fatores de utilização acima dos 35%. Embora deste exercício resultem previsões dos consumos individuais de cada centro electroprodutor substancialmente diferentes das previsões da REN, o total do consumo de gás natural previsto para este segmento de consumidores no ano gás 2013-2014, de 13,25 TWh, está em linha com a previsão do operador da RNTGN, de 13,12 TWh.

No que concerne ao agregado dos consumos de gás natural abastecidos pelas redes de distribuição no ano gás 2011-2012, constatou-se uma diferença inferior a 0,2 TWh entre o valor obtido com os dados provenientes dos operadores das redes de distribuição (ORD) e o valor obtido com os dados provenientes do operador da rede de transporte (ORT) e do terminal de GNL<sup>3</sup>. Esta diferença é incomparavelmente inferior à verificada no ano gás 2010-2011, que superava 1 TWh. Contudo, à semelhança do que se verificou para o ano gás 2010-2011, a ERSE assumiu para valores físicos reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano gás 2011-2012, o valor obtido com os dados provenientes do ORT, correspondentes a leituras efetuadas nas GRMS de entrega de gás natural às redes de distribuição interligadas à rede de transporte. Esta opção decorre do facto da medição da energia veiculada nas redes de distribuição para um período predefinido se afigurar mais precisa quando efetuada à entrada das redes de distribuição, tanto devido aos métodos empregues pelo ORT para este efeito, como devido à maior frequência com que é realizada. Deste modo, no ano gás 2011-2012, foi considerado pela ERSE um total de 25,58 TWh para as entregas a clientes ligados às redes de distribuição.

No que concerne às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores totais indicados pelos ORD e pelo ORT<sup>3</sup> são concordantes em 2013, na ordem de 24,5 TWh, mas no ano de 2014 a previsão dos ORD, de 26,1 TWh, revela maior otimismo que a previsão do ORT<sup>3</sup>, que aponta para uma estagnação em relação a 2013 (diferença de cerca de 1,5 TWh no ano gás 2013-2014). Neste quadro, a ERSE optou por realizar a sua previsão dos consumos abastecidos pelos ORD para o ano gás 2013-2014, tendo por base o valor real físico assumido para 2011-2012 e mantendo as taxas de evolução até 2013-2014 implícitas nos valores das empresas de distribuição. Como resultado, as previsões adotadas pela ERSE resultam num decréscimo das quantidades de cerca de 1,7% em dois anos, passando o fornecimento a clientes ligados nas redes de distribuição de 25,58 TWh para 25,15 TWh.

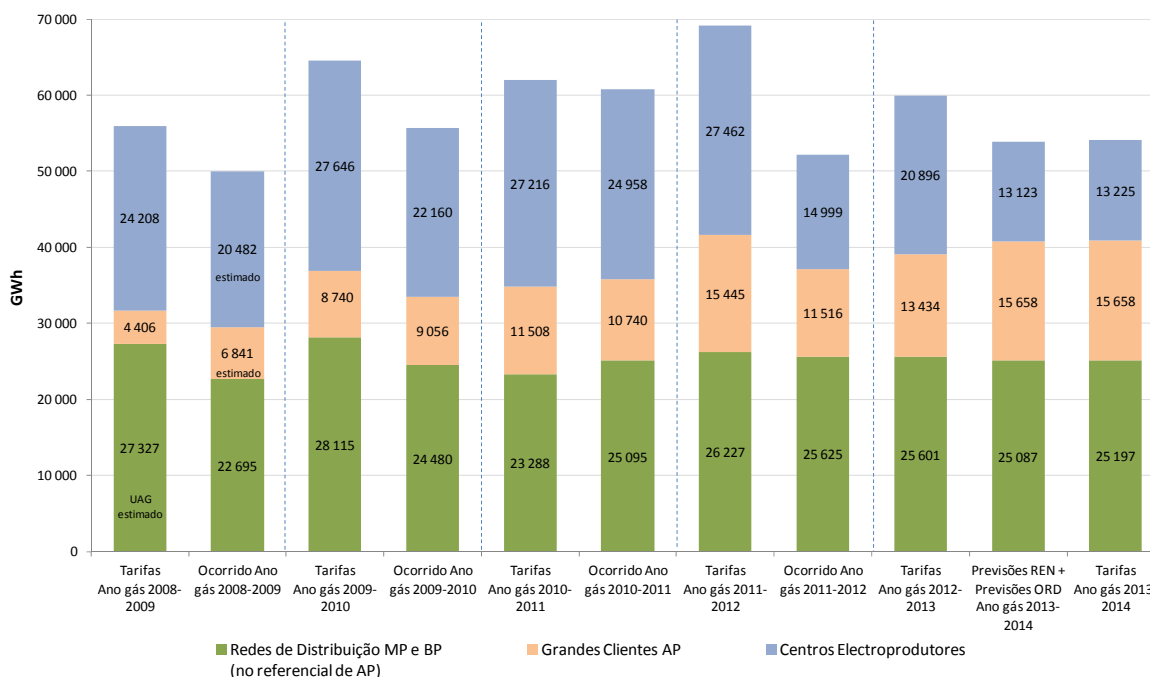
No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, as previsões da REN mantêm até 2013 a forte tendência de crescimento iniciada em 2011, o que é sustentado pela entrada em funcionamento e alcance do regime de laboração pleno de algumas instalações industriais de grande dimensão, mantendo-se em 2014 o nível de consumo atingido em 2013. Deste modo, a ERSE assumiu a previsão da REN para o ano gás 2013-2014 do consumo de gás natural da grande indústria ligada em alta pressão (15,66 TWh), por considerar que a mesma é fundamentada e consentânea com a evolução expectável para este segmento.

---

<sup>3</sup> Os dados provenientes do ORT relativos aos consumos abastecidos pelas redes de distribuição são convertidos para o referencial de saída destas redes, mediante a inclusão do gás natural proveniente de GNL fornecido a UAGs das redes isoladas, das correções das transferências de gás natural entre redes de distribuição e das correções das perdas e autoconsumos nas redes de distribuição em MP e BP.

A Figura 2-2 explicita as previsões da ERSE, enquadrando-as com os últimos dados ocorridos no passado, assim como com as opções tomadas nos anteriores exercícios de cálculo de tarifas.

**Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2013-2014 na perspetiva dos operadores de redes**



Nota: Para as redes de distribuição em MP e BP, o valor apresentado está no referencial da rede de AP.

Na perspetiva comercial há que considerar outro aspeto determinante na caracterização da procura: o ritmo de saída de clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) 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. De acordo com o definido pela Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, esta tarifa transitória deverá ser extinta a 30 de junho de 2014 ou antes desta e por determinação da ERSE, se neste segmento a quota de mercado livre, em número de clientes finais, atingir 90%. Os dados reais mais recentes para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> revelam uma quota de liberalização de 95%, em consumo, e de 65%, em número de clientes. Face a estes dados, a ERSE reconsiderou as previsões das empresas para este segmento de consumidores, de forma a melhor refletir a data de extinção da respetiva tarifa transitória de venda a clientes finais, que está prevista na legislação, conforme apresentado no capítulo 4.

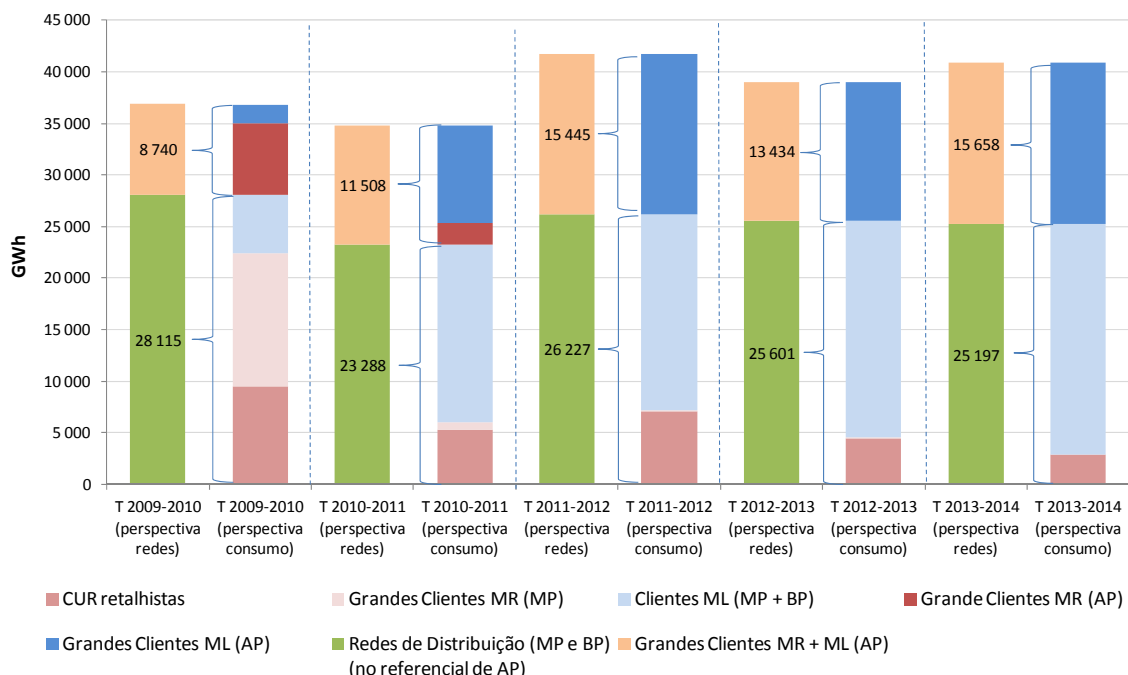
No que diz respeito aos clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, determinou a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumo anual superior a 500 m<sup>3</sup>, a partir de 1 de julho de 2012, e para os clientes com consumo anual inferior a 500 m<sup>3</sup>, a partir de 1 de janeiro de 2013. Para estes escalões de consumo, o mesmo diploma

estabeleceu um regime transitório aplicável aos clientes dos comercializadores de último recurso que não exerçam o direito de mudança de comercializador, o qual deverá induzir uma transição gradual destes clientes para o mercado livre através de fatores de agravamento, de forma a completar a extinção das tarifas de venda a clientes finais até ao final de 2014 e até ao final de 2015, respetivamente para clientes com consumos acima e abaixo de 500 m<sup>3</sup> anuais. Por outro lado, todos os novos contratos de fornecimento de gás natural serão obrigatoriamente celebrados com comercializadores em regime de mercado.

Neste contexto, a ERSE também reconsiderou as previsões dos comercializadores de último recurso para o ano gás 2013-2014 no segmento de clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>, de modo a incorporar um ritmo de saída destes clientes para o mercado livre que seja mais consentânea com o calendário de extinção previsto na legislação, tendo as previsões dos consumos e número de clientes dos CUR sido revistas em baixa, refletindo valores mais otimistas para as quotas do mercado liberalizado (*cf.* Capítulo 4).

A Figura 2-3 apresenta a evolução dos cenários de procura considerados no cálculo tarifário, conciliando 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 2013-2014, na perspetiva das redes e dos comercializadores**



Nota: MR – Mercado regulado, ML - Mercado livre; Para as redes de distribuição em MP e BP, o valor apresentado está no referencial da rede de AP.

### **3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2013-2014**

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 e de tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Este capítulo detalha a metodologia utilizada na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2013-2014, 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 2013-2014.

### 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 2013-2014 foi determinada tendo em conta a distribuição entre Campo Maior e o terminal de Sines prevista pelo operador da RNT (REN Gasodutos), assumindo a existência de exportação na saída internacional de Valença do Minho, igualmente de acordo com as previsões do operador da RNT (REN Gasodutos).
- A previsão da distribuição do gás pelas entradas na rede de alta pressão verifica uma redução na utilização do terminal de Sines, considerando a sua utilização histórica. No entanto, e como se tem verificado através de uma análise histórica e à semelhança do que se passa em Espanha, o aprovisionamento nacional de gás natural continua a privilegiar o terminal de Sines em relação a Campo Maior, com valores na ordem dos 50% e 48%, respetivamente.
- 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 RNT (REN Gasodutos), relativamente ao ano 2012, 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 ocorridas em 2012 e com reflexos até 2015, implicam uma menor utilização desta central face às previsões da REN.
- As alterações legislativas no setor elétrico espanhol, com reflexo nos preços do mercado ibérico de eletricidade, deverão proporcionar uma maior utilização das centrais de ciclo combinado portuguesas, nomeadamente das centrais com rendimentos mais elevados, considerando-se que esta produção adicional substituirá parte do saldo importador de eletricidade. Este pressuposto implica um maior consumo de gás natural das restantes centrais de ciclo combinado, comparativamente com o previsto pela REN.
- Prevê-se a manutenção em 2013 e 2014 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**

- Consideraram-se as previsões do operador da infraestrutura (REN Armazenagem) no que se refere às injeções e extrações no armazenamento subterrâneo.

- Considera-se que no ano gás 2013-2014 estão em operação 5 cavernas, das quais, 3 pertencem à REN Armazenagem e 2 pertencem à Transgás.

#### **CLIENTES INDUSTRIAIS**

- Considerou-se a previsão do operador RNT (REN Gasodutos) relativamente aos consumos dos clientes industriais em Alta Pressão, para o ano gás 2013-2014.

#### **REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

- Foram consideradas as quantidades físicas de gás natural enviadas pelo Operador da Rede de Transporte, para o ano gás 2011-2012. Às quantidades físicas das redes interligadas foram adicionadas as entregas de GNL às redes isoladas (UAGs), as quantidades de gás natural transferidas entre os operadores das redes de distribuição e as respetivas perdas e auto consumos.
- Nas previsões de quantidades para o ano gás 2013-2014 foram consideradas as taxas de evolução previstas por cada um dos operadores da rede de distribuição, correspondendo a uma variação média de -1,7% face ao ano gás 2011-2012.
- As previsões enviadas pela Sonorgás incluíam as quantidades associadas a novos polos cuja atribuição de licença de distribuição se encontra ainda numa fase de concurso. Tendo em conta a incerteza na efetiva atribuição destes polos às redes de distribuição da Sonorgás, as previsões de consumos e de número de clientes deste operador foram revistas pela ERSE considerando apenas os polos já existentes e uma fração dos novos polos.
- Destaca-se uma vez mais uma melhoria muito significativa 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 até 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 até dezembro de 2015 para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais inferiores a 500 m<sup>3</sup>.
- Na previsão de quantidades de cada comercializador de último recurso, durante o ano gás 2013-2014, considerou-se como ponto de partida (julho de 2013) as previsões de cada operador de Rede de Distribuição e as previsões de cada comercializador de último recurso. Foi considerada

uma evolução linear da taxa de saída para o mercado até ao final do 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 2013-2014.

#### **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 98% (energia) e de 90% (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 2013-2014 a totalidade dos clientes estarão a ser fornecidos no mercado livre.
- A quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 37% (energia) e de 34% (número de clientes) assumindo uma quota média de 16% no início do ano gás 2013-2014 (energia e número de clientes) e tendo em conta uma taxa de crescimento linear na passagem de clientes para o mercado livre até dezembro de 2014 para instalações ligadas em baixa pressão e consumos superiores a 500 m<sup>3</sup> e dezembro de 2015 para instalações ligadas em baixa pressão e consumos inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>.

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

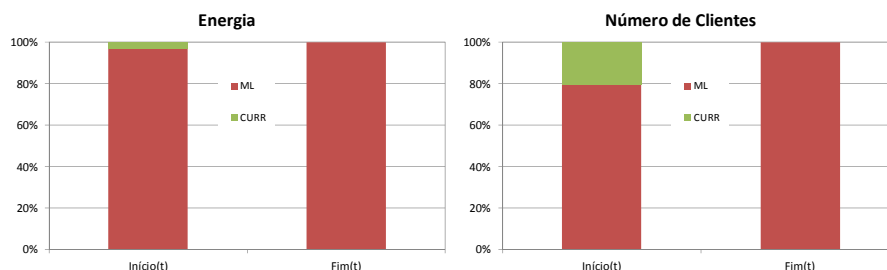
- O balanço considerou ainda o nível de perdas e auto consumos nas infraestruturas decorrente dos fatores de ajustamento para perdas e auto consumos.

#### **ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA 2013-2014**

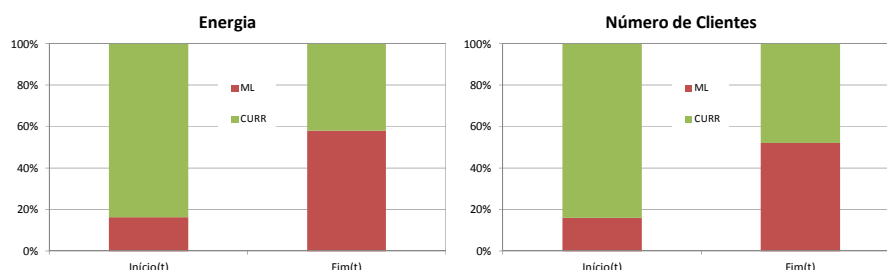
- A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, para os segmentos de consumo acima e abaixo de 10 000 m<sup>3</sup> por ano.



**Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2013-14 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 2013-14 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 2013-2014

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 2013-2014. 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 2013-2014**

RNTGN	Balanço físico de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	<b>Entradas na RNTGN</b>	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	27 047
	1.1 Campo Maior	26 759
	1.2 Valença do Minho	288
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	27 461
	2.1 Injecções RNT	26 625
	2.2 Camião cisterna	836
	2.3 Variação de existências	0
4=1+2+3	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	683
	4 Total das Entradas no SNGN	55 191
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	54 354
	<b>Saídas da RNTGN</b>	
	6 Exportação (Valença do Minho)	11
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	853
	8 Centros electroprodutores	13 225
	9 Clientes industriais em AP	15 658
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 553
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	54 300
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	54
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	53 436
	<b>Balanço físico de gás natural na RNDGN</b>	
	<b>Entradas na RNDGN</b>	
15=10	15 Redes interligadas	24 553
	16 Redes abastecidas por UAG	644
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 197
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
	18 Clientes em MP	17 238
	19 Clientes em BP	7 915
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	45
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	25 197
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	25 152
	22.1 Beiragás	922
	22.2 Dianagás	73
	22.3 Sonorgás	112
	22.4 Duriensegás	219
	22.5 Lisboaagás	6 507
	22.6 Lusitaniagás	8 119
	22.7 Medigás	116
	22.8 Paxgás	19
	22.9 Portgás	5 837
	22.10 Setgás	1 895
	22.11 Tagusgás	1 332

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 2013-2014**

Unidades: n. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	23	23
Centros electroprodutores			6	6
Cientes Industriais			17	17
Cientes nas redes de distribuição	0	880 447	460 591	1 341 038
Beiragás	0	32 797	17 442	50 239
Dianagás	0	5 413	3 560	8 973
Sonorgás	0	9 591	5 447	15 038
Duriensegás	0	18 464	9 412	27 875
Lisboagás	0	345 219	176 601	521 820
Lusitaniagás	0	135 897	74 685	210 582
Medigás	0	12 681	6 595	19 276
Paxgás	0	3 902	2 192	6 095
Portgás/EDPgás	0	190 458	101 538	291 996
Setgás	0	105 191	51 758	156 949
Tagusgás	0	20 835	11 362	32 197
Total de consumidores de GN	0	880 447	460 614	1 341 061

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 2013-2014**

Unidades: GWh

Balço comercial de energia	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	28 883	28 883
Centros electroprodutores			13 225	13 225
Cientes Industriais			15 658	15 658
Cientes nas redes de distribuição	0	2 911	22 241	25 152
Beiragás	0	105	817	922
Dianagás	0	17	55	73
Sonorgás	0	33	79	112
Duriensegás	0	60	159	219
Lisboagás	0	1 254	5 253	6 507
Lusitaniagás	0	460	7 659	8 119
Medigás	0	40	77	116
Paxgás	0	11	8	19
Portgás/EDPgás	0	620	5 217	5 837
Setgás	0	256	1 639	1 895
Tagusgás	0	55	1 277	1 332
Total de consumidores de GN	0	2 911	51 125	54 036

Nas previsões do Balanço de Energia para 2013-2014 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 93% do consumo nacional estará no mercado livre.

**Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2013-2014**

Estrutura de mercado		
Consumo		
	ML	MR
Clientes > 10 000 m3	99%	1%
RNT	100%	0%
RND	98%	2%
Clientes BP < 10 000 m3	37%	63%
<b>Total</b>	<b>93%</b>	<b>7%</b>

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado		
Número de clientes		
	ML	MR
Clientes > 10 000 m3	90%	10%
RNT	100%	0%
RND	90%	10%
Clientes BP < 10 000 m3	34%	66%
<b>Total</b>	<b>34%</b>	<b>66%</b>

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado			
Consumo			GWh
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	13 225	0	13 225
Clientes > 10 000 m3	36 365	320	36 685
RNT	15 658	0	15 658
RND	20 707	320	21 027
Clientes BP < 10 000 m3 (RND)	1 534	2 591	4 125
<b>Total clientes</b>	<b>37 900</b>	<b>2 911</b>	<b>40 811</b>
<b>Total (inc. centros electroprodutores)</b>	<b>51 125</b>	<b>2 911</b>	<b>54 036</b>

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			
Número de clientes			Total
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	6	0	6
Clientes > 10 000 m3	4 024	453	4 477
RNT	17	0	17
RND	4 007	453	4 460
Clientes BP < 10 000 m3 (RND)	456 583	879 994	1 336 577
<b>Total clientes</b>	<b>460 608</b>	<b>880 447</b>	<b>1 341 055</b>
<b>Total (inc. centros electroprodutores)</b>	<b>460 614</b>	<b>880 447</b>	<b>1 341 061</b>

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

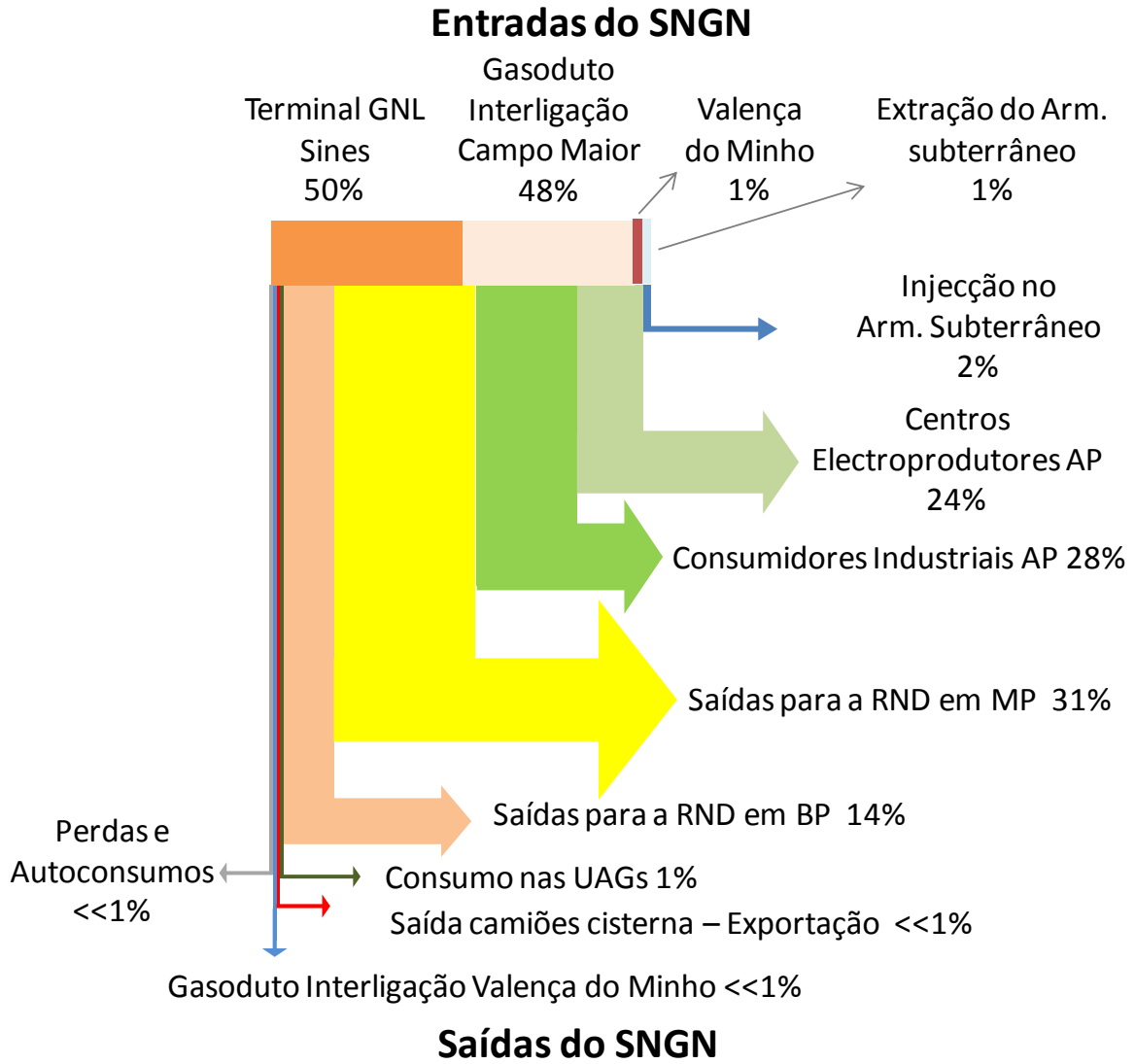
### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

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 e dos consumidores industriais em alta pressão 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 em média pressão. 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 previstos para 2013-2014



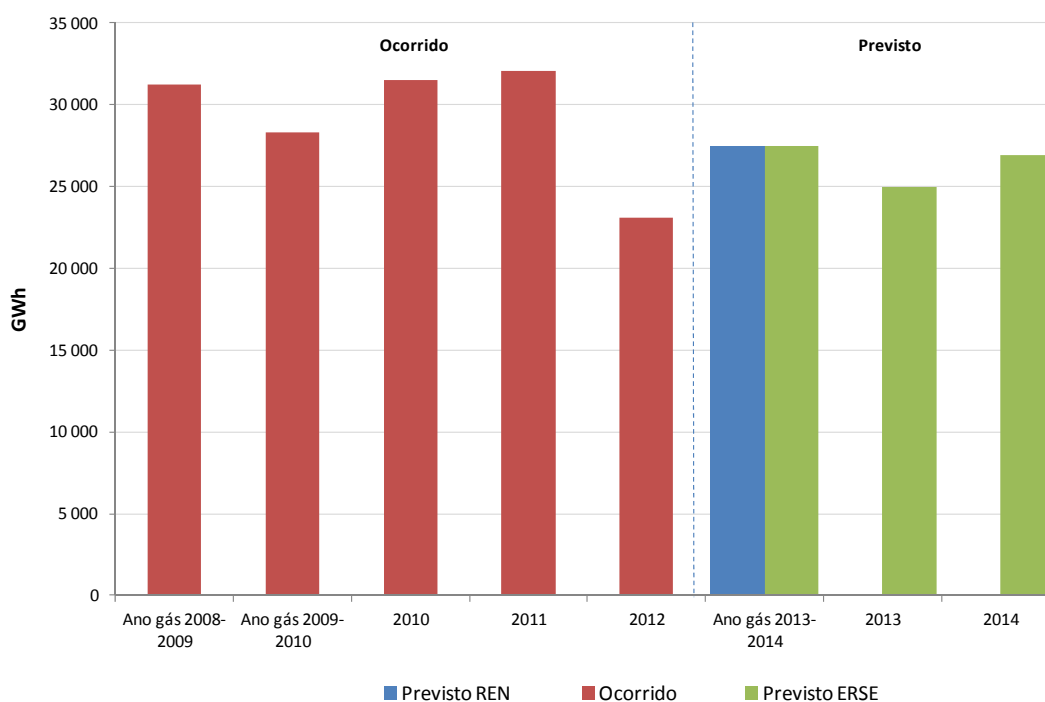


#### 4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2012 E 2013

##### 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 2008-2009, bem como os valores previstos para o ano gás 2013-2014. As quantidades de gás natural previstas à saída do Terminal pela ERSE são concordantes com os valores da REN, tendo a ERSE assumido uma estratégia de aprovisionamento de gás natural dos agentes semelhante à implícita nas previsões da REN.

**Figura 4-1 - Energia regaseificada e injetada pelo Terminal de GNL na RNTGN)  
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)**

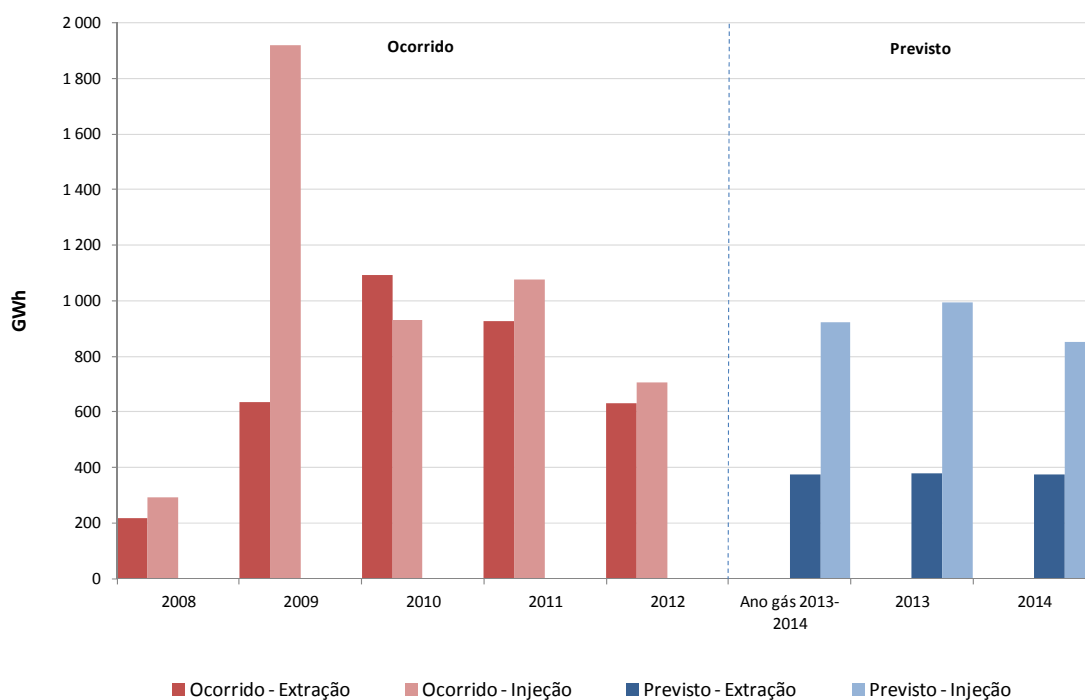


Para a definição do custo com capital alisado das infraestruturas do Terminal foram consideradas no ano gás 2013-2014 as quantidades previstas pela ERSE, enquanto nos restantes anos do período de alisamento foram consideradas as quantidades previstas pela REN Atlântico ajustadas em função do desvio entre as quantidades previstas pela ERSE e as quantidades previstas pela empresa para o ano 2014.

**QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL**

A atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural foi regulada nos dois períodos regulatórios anteriores por custos aceites. No período regulatório que se inicia no ano gás 2013-2014, a metodologia de regulação foi alterada, tendo-se adotado uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos operacionais com uma parcela variável, cujos indutores de custo são a capacidade de armazenamento, para o operador Transgás Armazenagem, e a capacidade de armazenamento e a energia extraída e injetada, para o operador REN Armazenagem. A evolução anual das injeções e extrações de gás natural nas cavernas da REN Armazenagem é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2008 a 2012 e os valores previstos para 2013 e 2014, os quais foram assumidos pela ERSE na definição dos proveitos permitidos.

**Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)**



A evolução da capacidade do armazenamento subterrâneo está diretamente ligada ao investimento em novas cavernas. No final de 2012, a REN Armazenagem era proprietária de três cavernas, com uma capacidade de armazenamento disponível para fins comerciais da ordem de 1 600 GWh, enquanto a Transgás Armazenagem era proprietária de uma caverna com uma capacidade comercial de cerca de 450 GWh. Durante o ano de 2013 está prevista a entrada em exploração de uma nova caverna da Transgás Armazenagem, elevando a capacidade de armazenamento deste operador para cerca de 1 300 GWh, e em 2014 deverá ser colocada em serviço a quarta caverna da REN Armazenagem,

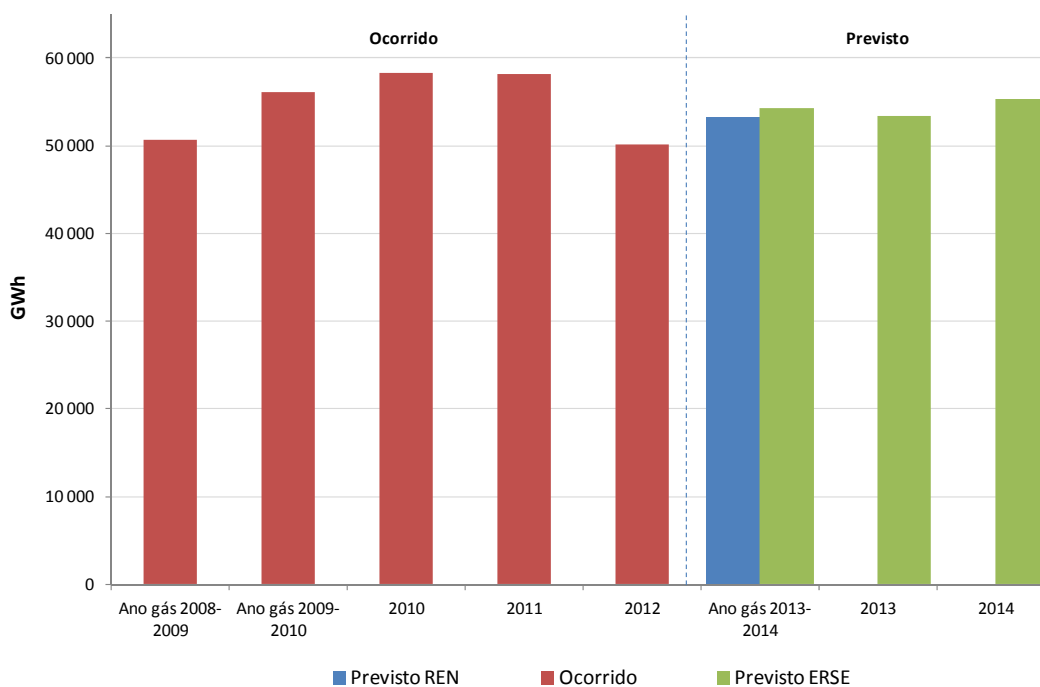


passando este operador a dispor de uma capacidade de armazenamento total de aproximadamente 2 200 GWh.

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

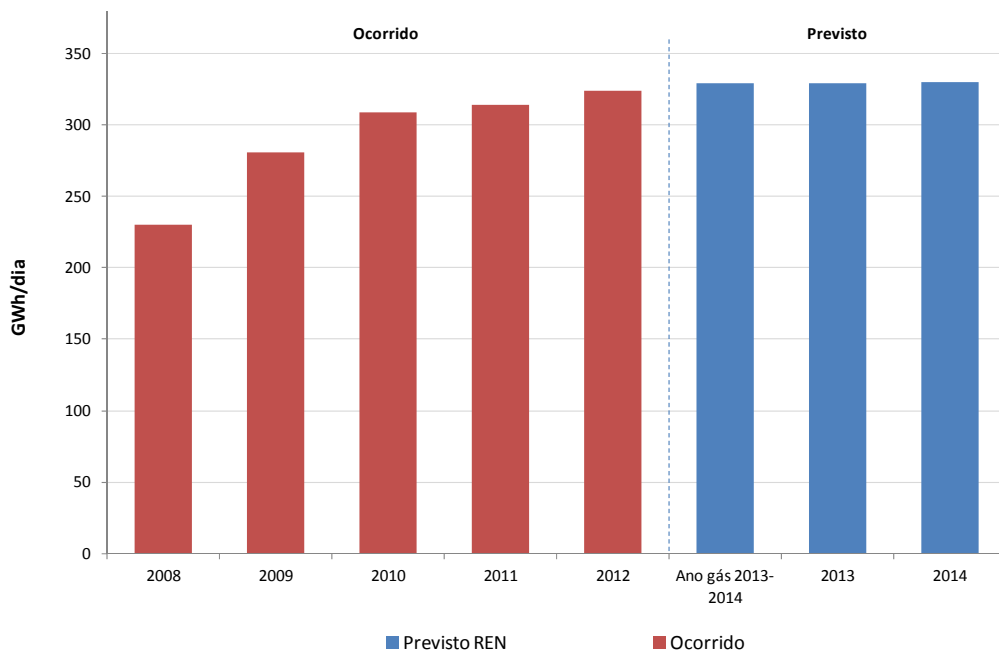
Na Figura 4-3 é apresentada a evolução das quantidades de gás natural saídas da RNTGN desde o ano gás 2008-2009, bem como os valores previstos para o ano gás 2013-2014. Observa-se uma ligeira diferença entre a previsão da ERSE e a previsão do ORT no ano gás 2013-2014, que é justificada pelo diferente cenário de consumos abastecidos pelas redes de distribuição assumido pelo regulador, o qual considera as taxas de crescimento do ano gás 2011-2012 para o ano gás 2013-2014 implícitas nos dados das empresas de distribuição.

**Figura 4-3 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões)**



Para o período regulatório que se inicia no ano gás 2013-2014, os indutores de custo do *price cap* aplicados aos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural foram revistos pela ERSE. A energia saída da rede de transporte deixou de ser considerada, sendo introduzido como novo indutor de custos a capacidade utilizada na rede de transporte, numa ótica comercial. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2008 e 2012 e as previsões da REN para 2013 e 2014, as quais foram consideradas para efeitos de definição de proveitos.

**Figura 4-4 - Capacidade utilizada (ótica comercial) da RNTGN  
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)**



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

A fórmula de regulação da atividade de Distribuição de gás natural também inclui um mecanismo do tipo *price cap* 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 2013 e 2014 são apresentadas nos quadros seguintes.

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

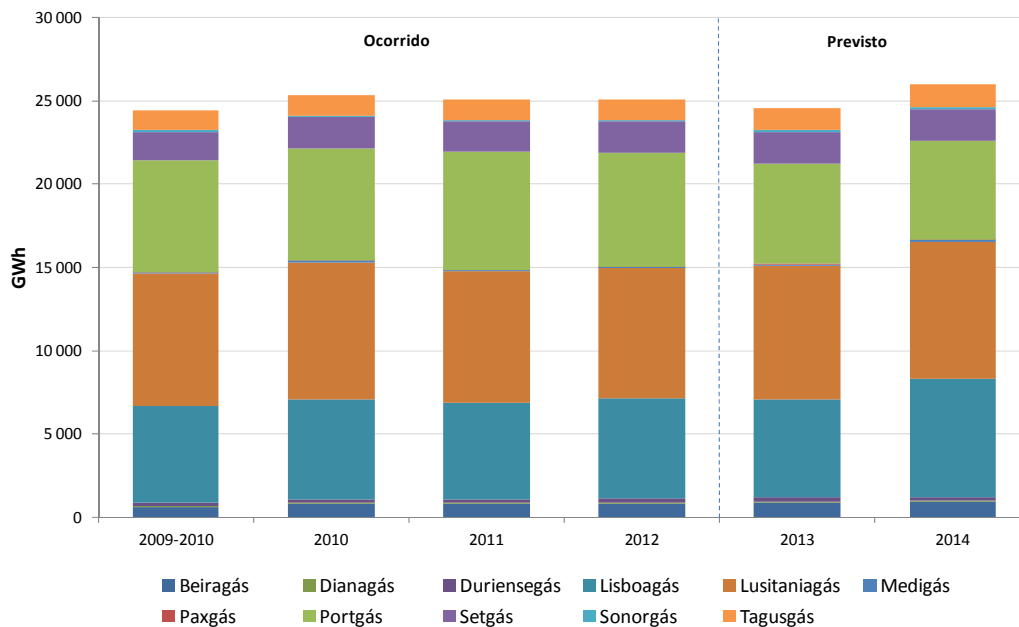
	Unidades: GWh	
	2013	2014
Beiragás	914	928
Dianagás	71	74
Sonorgás	105	121
Duriensegás	217	220
Lisboagás	5 900	7 071
Lusitaniagás	8 000	8 219
Medigás	105	129
Paxgás	19	20
Portgás	6 040	5 920
Setgás	1 893	1 897
Tagusgás	1 305	1 370
<b>Total</b>	<b>24 569</b>	<b>25 969</b>

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

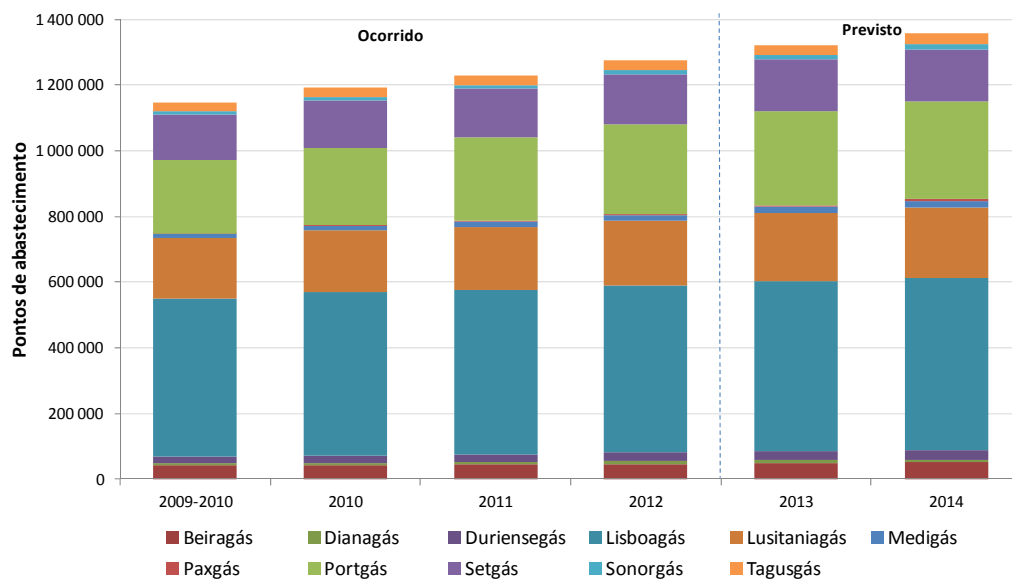
	Unidade: Pontos de entrega	
	2013	2014
Beiragás	49 173	51 102
Dianagás	8 463	9 434
Sonorgás	13 285	16 791
Duriensegás	27 819	28 276
Lisboagás	517 716	525 145
Lusitaniagás	207 225	212 735
Medigás	18 677	19 838
Paxgás	5 751	6 428
Portgás	286 458	297 278
Setgás	155 885	158 280
Tagusgás	32 057	32 318
<b>Total</b>	<b>1 322 508</b>	<b>1 357 624</b>

Na Figura 4-5 e na Figura 4-6 comparam-se as previsões para 2013 e 2014 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 aumento que se observa na energia saída das redes de distribuição entre o ano 2013 e o ano 2014, incorpora as previsões da Sonorgás de abastecimento de novos pólos de consumo, cujas licenças de distribuição de gás natural ainda se encontram pendentes de atribuição, mediante concurso público. Neste contexto, a ERSE aceitou apenas parcialmente a expansão geográfica, e portanto de consumos, prevista por esta empresa.

**Figura 4-5 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos**



**Figura 4-6 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN**



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

O fim das tarifas de venda a clientes finais de gás natural para todos os consumidores até ao final do ano 2015, 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 2013-2014 todos os clientes sejam fornecidos por

comercializadores em regime de mercado, em conformidade com o final do período transitório (30 de junho de 2014), definido na Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro. 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 em regime de mercado no final dos períodos transitórios, respetivamente até ao final de 2014 e até ao final de 2015, de acordo com o Decreto-Lei n.º 74/2012 de 26 de março. Neste contexto, procedeu-se à revisão das previsões de consumos e número de clientes dos CUR aplicando os critérios de saída referidos.

Refira-se que, a partir de meados de 2013, o comercializador de último recurso a grandes clientes deverá deixar de exercer a sua função, em consequência da saída da totalidade dos clientes para o mercado liberalizado, de acordo com informação fornecida 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**

	Unidade: GWh	
	2013	2014
<b>CUR Total</b>	<b>3 375</b>	<b>2 447</b>
CUR < 10000	2 906	2 276
CUR > 10000	469	171

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

	Unidade: N.º médio de clientes	
	2013	2014
<b>CUR Total</b>	<b>980 370</b>	<b>776 464</b>
CUR < 10000	979 488	776 236
CUR > 10000	881	228

A função de comercialização de gás natural dos CUR, 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 o indutor considerado o número de clientes. Adicionalmente, os custos incorridos pelos CUR com a função de compra e venda de gás natural decorrem da quantidade de energia comercializada.

O Quadro 4-5 e o Quadro 4-6 apresentam os valores considerados para estas duas variáveis, por escalão, para cada CUR.

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

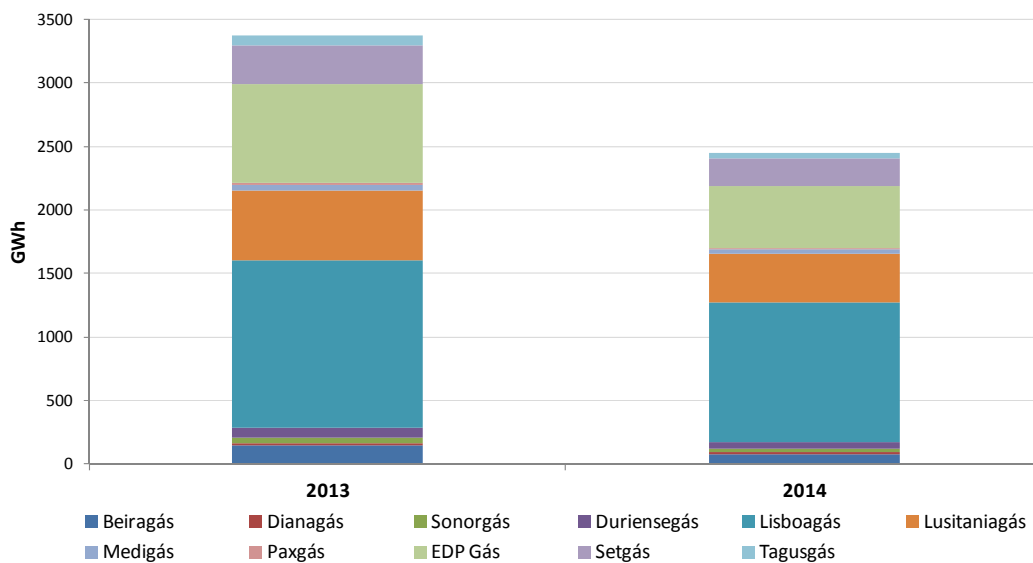
	Unidade: GWh					
	2013		2013	2014		2014
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	118	23	141	71	8	79
Dianagás	17	4	22	14	1	14
Sonorgás	33	7	39	26	2	28
Duriensegás	69	17	86	43	3	47
Lisboagás	1 183	129	1 312	1 055	46	1 101
Lusitaniagás	458	96	554	345	41	386
Medigás	35	9	45	33	3	36
Paxgás	11	2	13	10	1	10
EDP Gás	637	140	777	426	58	484
Setgás	281	25	306	212	7	218
Tagusgás	63	17	80	42	2	44
<b>Total</b>	<b>2 906</b>	<b>469</b>	<b>3 375</b>	<b>2 276</b>	<b>171</b>	<b>2 447</b>

**Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos**

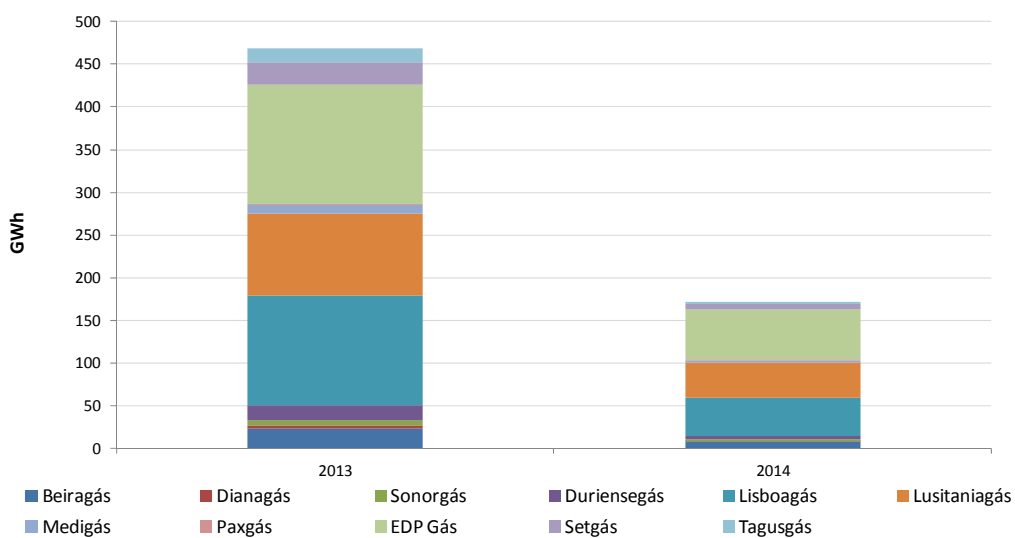
	Unidade: N.º médio clientes					
	2013		2013	2014		2014
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	36 137	46	36 183	29 115	12	29 127
Dianagás	5 897	4	5 900	4 805	1	4 806
Sonorgás	9 644	14	9 658	9 213	4	9 217
Duriensegás	20 686	43	20 728	16 403	7	16 410
Lisboagás	385 905	229	386 135	303 140	62	303 202
Lusitaniagás	151 430	154	151 584	118 938	45	118 983
Medigás	13 870	7	13 877	11 363	1	11 365
Paxgás	4 178	2	4 180	3 560	1	3 560
EDP Gás	211 306	303	211 609	168 186	81	168 267
Setgás	116 925	45	116 970	93 400	11	93 411
Tagusgás	23 512	32	23 544	18 113	3	18 116
<b>Total</b>	<b>979 488</b>	<b>881</b>	<b>980 370</b>	<b>776 236</b>	<b>228</b>	<b>776 464</b>

As figuras infra ilustram as previsões da ERSE para o total da energia prevista ser vendida pelos CUR, bem como para a energia prevista ser vendida por escalão de consumo anual. Note-se que é visível o efeito da liberalização do mercado retalhista em todos os casos, com especial relevância nas vendas a clientes com consumos anuais acima dos 10 000 m<sup>3</sup>.

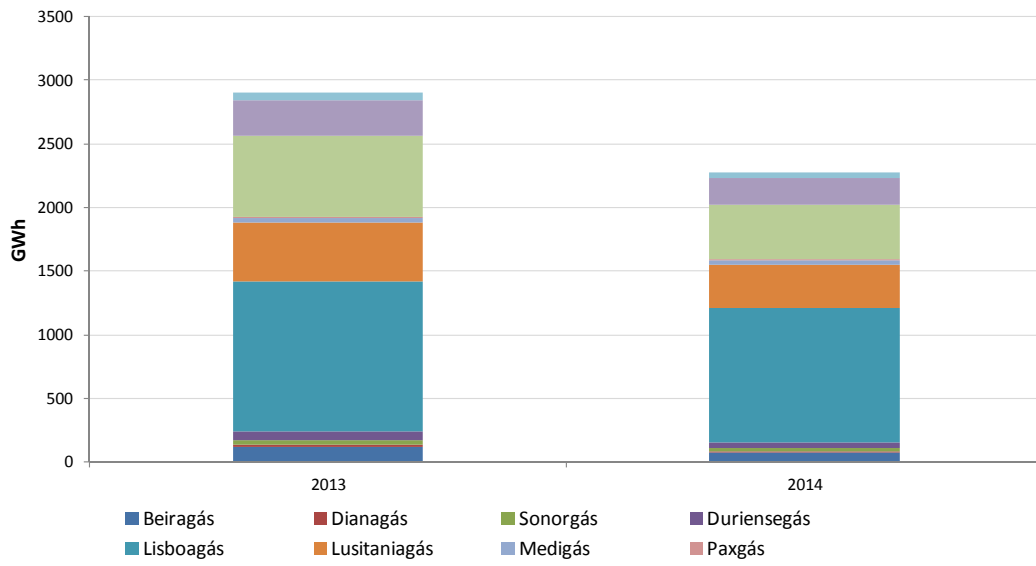
**Figura 4-7 - Previsão da ERSE para 2013 e 2014 das vendas totais de energia dos CUR**



**Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2013 e 2014 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**



**Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2013 e 2014 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>**





## 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.

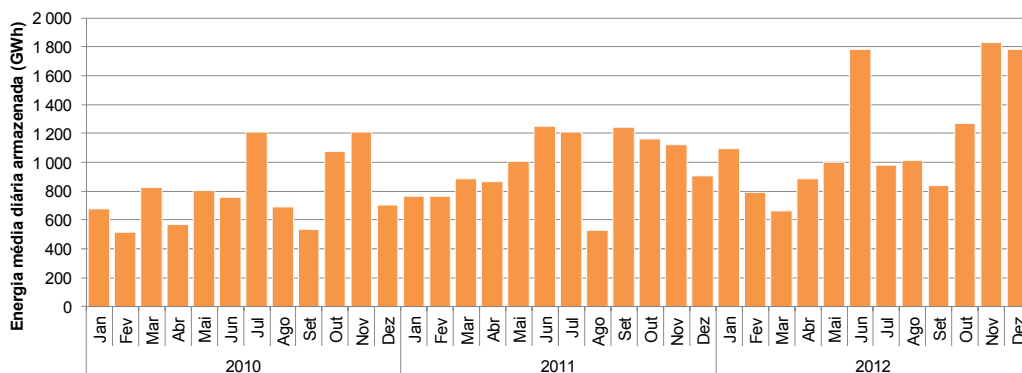
### 5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

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

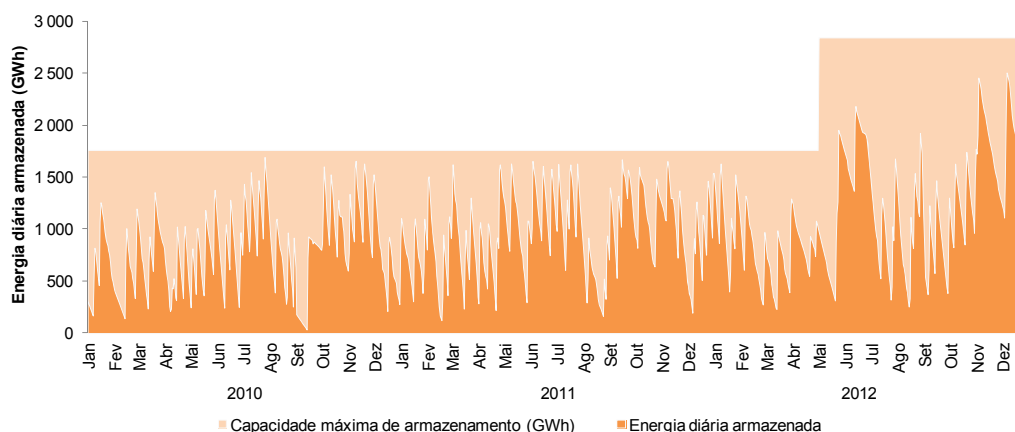
##### 5.1.1.1 TERMINAL DE GNL

Na Figura 5-1 é feita a análise do armazenamento de GNL no Terminal de Sines, em termos de energia média diária, de 2010 a 2012. Na Figura 5-2 é feita a análise da variação diária da energia armazenada, para o mesmo período.

**Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2010 a 2012**



**Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2010 a 2012**



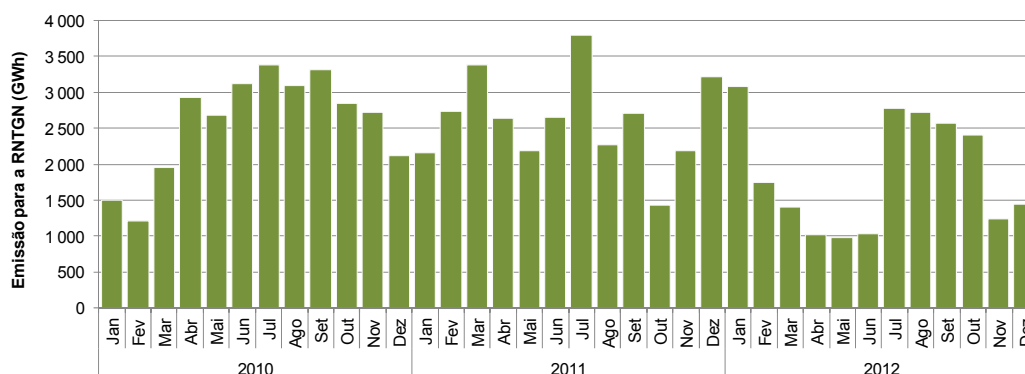
O aumento da capacidade máxima de armazenamento do terminal de GNL de Sines no ano de 2012 resulta dos investimentos efetuados associados à construção de um novo tanque de armazenagem.

O valor máximo de energia armazenada durante os anos de 2010 e 2011 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil dos tanques de GNL, que equivalia a cerca de 1 800 GWh. Em 2012 esta situação deixa de existir, resultado da entrada em funcionamento do terceiro tanque de armazenagem.

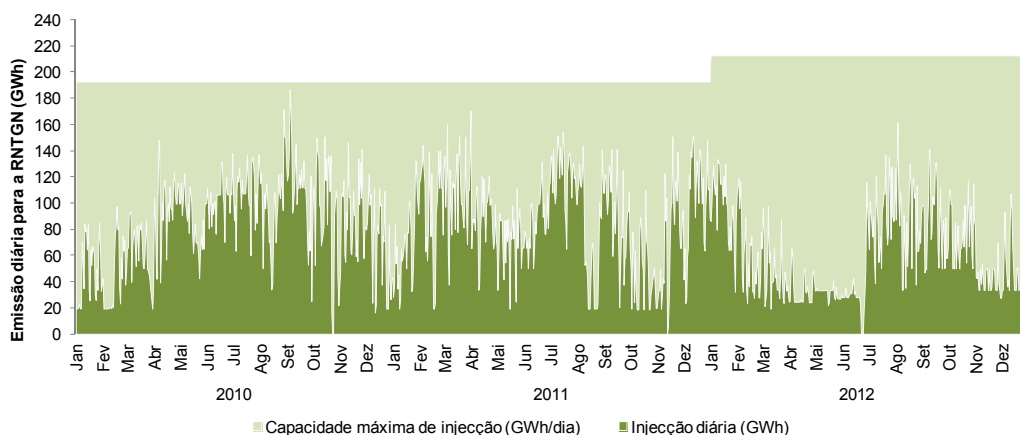
O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2012 é equivalente a aproximadamente 8 dias do consumo médio nacional dos clientes industriais e domésticos.

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 2010 a 2012.

**Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2010 a 2012**



**Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2010 a 2012**

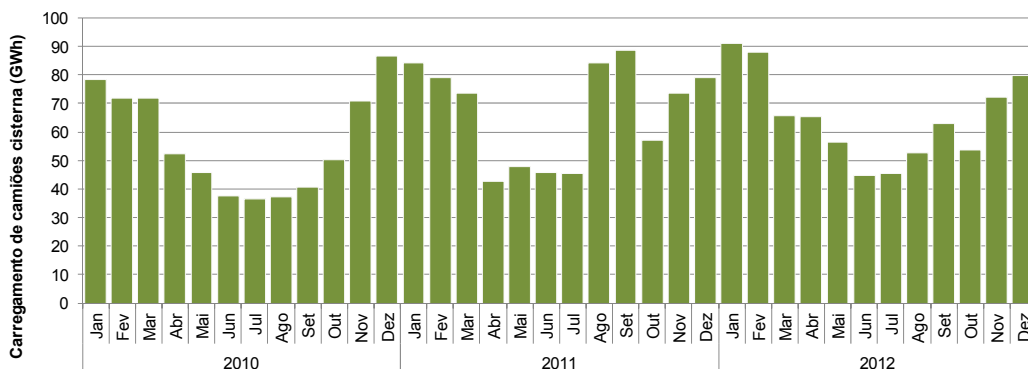


O aumento da capacidade máxima de emissão para a rede de transporte no ano de 2012 resulta dos investimentos efetuados no terminal de GNL, com um aumento da capacidade de regaseificação de gás natural, passando de uma capacidade de ponta de 192 GWh para 213 GWh.

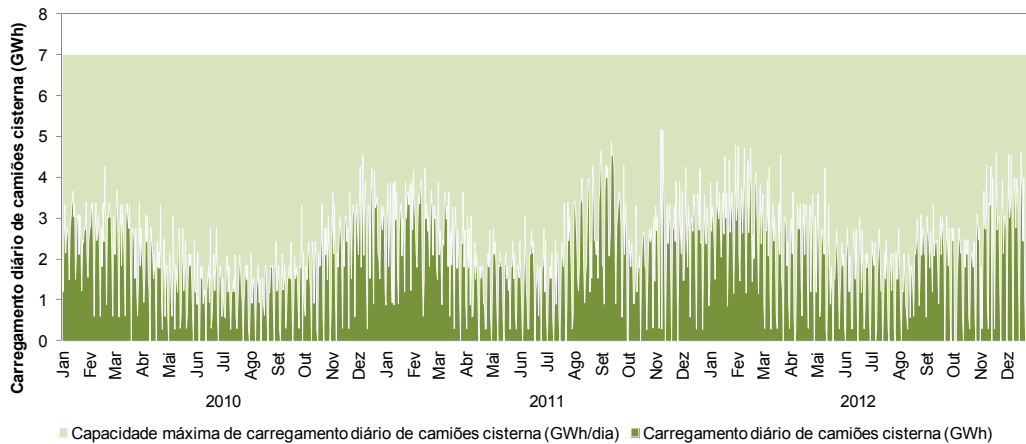
A emissão de gás natural para a RNTGN em 2012 correspondeu a uma modulação de cerca de 105 dias e a uma utilização de 29%.

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 2010 a 2012.

**Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2010 a 2012**



**Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2010 a 2012**



A capacidade máxima de carregamento dos camiões cisterna é de 7 GWh. Em 2012, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna corresponde a uma modulação de cerca de 108 dias e a uma utilização de 30%.

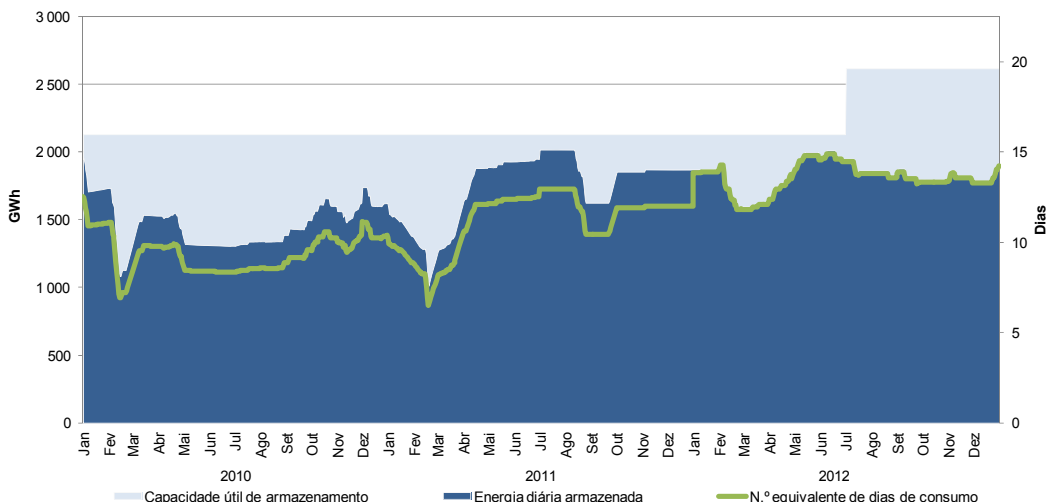
#### 5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2010 a 2012.

Em 2012 considera-se que entra em exploração uma nova caverna (5ª caverna), resultando num aumento da capacidade útil de armazenamento, tal como se verifica na figura.

Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2012 oscilou entre os 12 e os 15 dias de consumo médio diário.

**Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2010 a 2012**

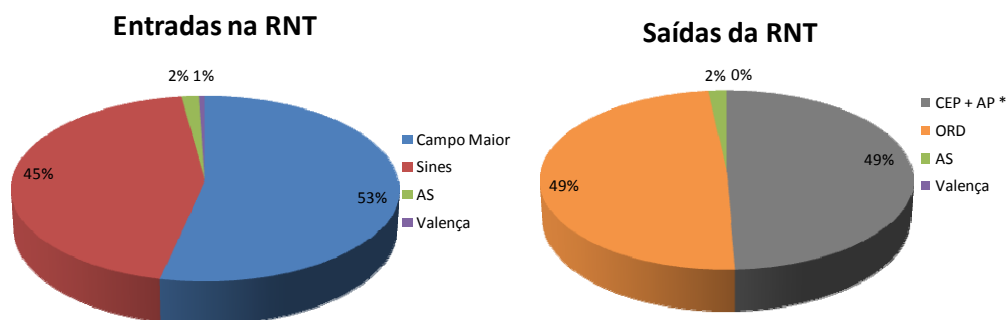


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2010 (57,1 TWh), ano 2011 (56,8 TWh) e ano 2012 (50,3 TWh).

### 5.1.1.3 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2012, 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 53% e 45%, respetivamente, do total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos centros electroprodutores (CEP) / clientes industriais em alta pressão e os consumos nas redes de distribuição representaram em 2012, 49% e 49%, respetivamente, do total das saídas da RNT.

**Figura 5-8 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2012**



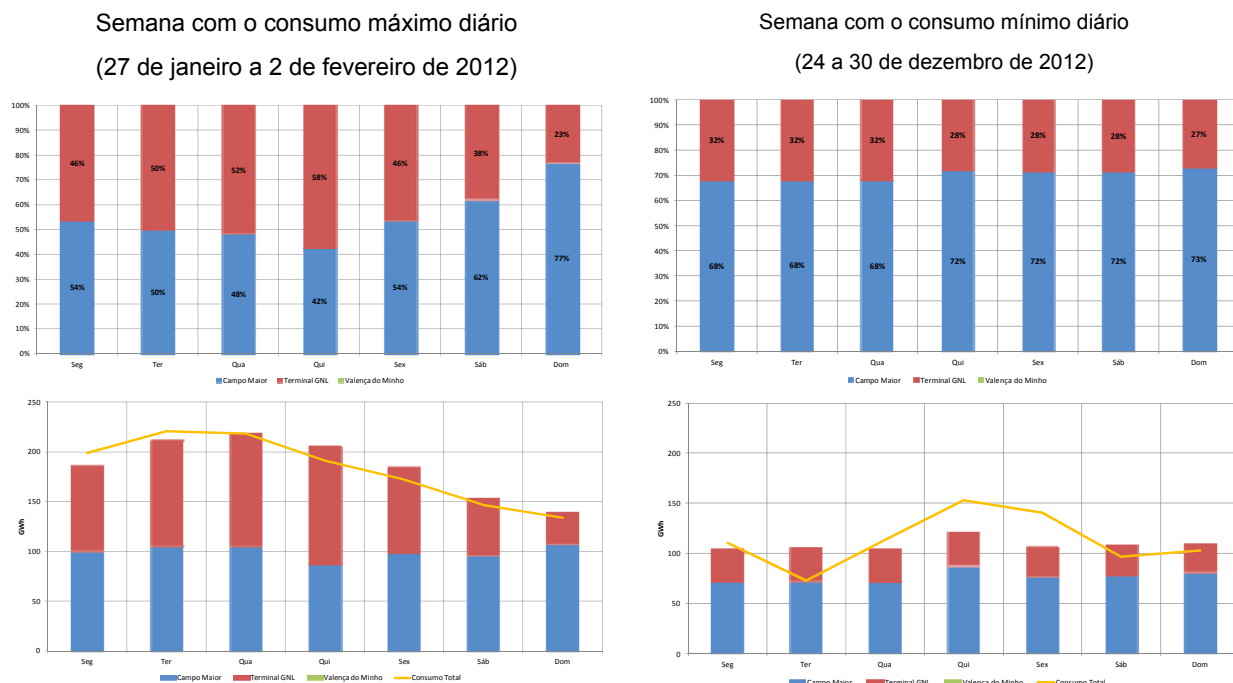
\* Centros electroprodutores e clientes em alta pressão

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 2012.

O consumo máximo de gás natural (221 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 31 de janeiro de 2012 (terça-feira) e o consumo mínimo (73 GWh/dia) ocorreu no dia 25 de dezembro de 2012 (terça-feira). Como se verifica na figura, o dia de maior consumo<sup>4</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 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 2012**



No ponto seguinte caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT em 2012. 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.

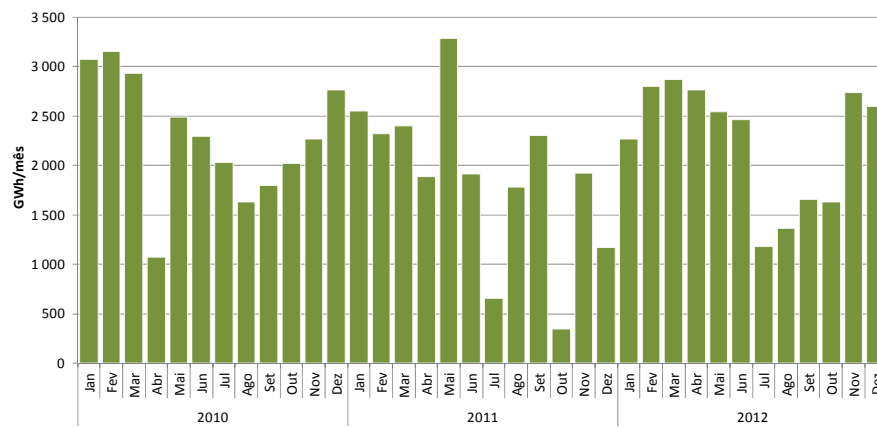
<sup>4</sup> O consumo para este efeito é definido como a saída da RNT para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

**INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR**

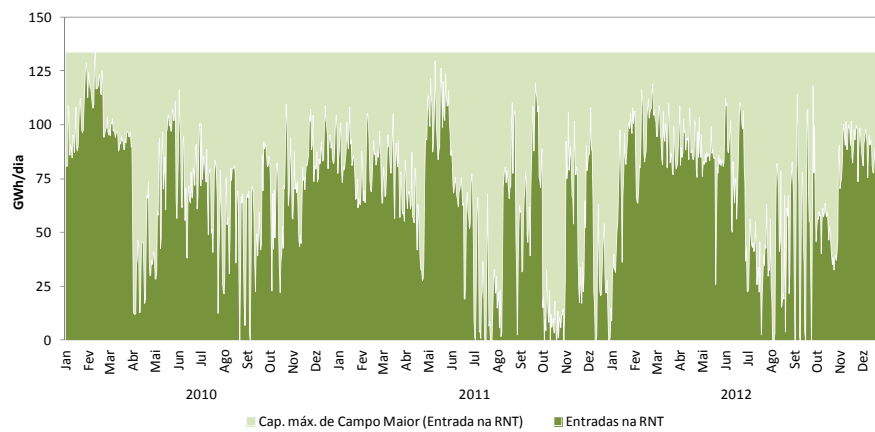
A Figura 5-10 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2012, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 225 dias/ano, representando uma utilização de 62% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

**Figura 5-10 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2010 a 2012**



**Figura 5-11 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2010 a 2012**

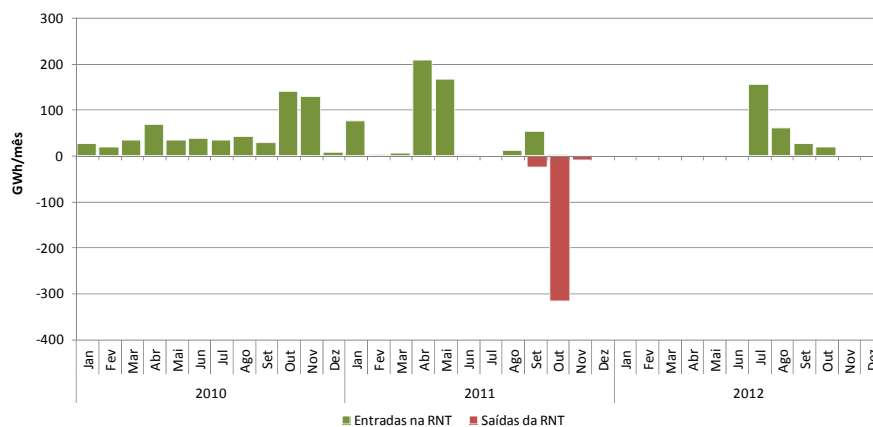


**INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO**

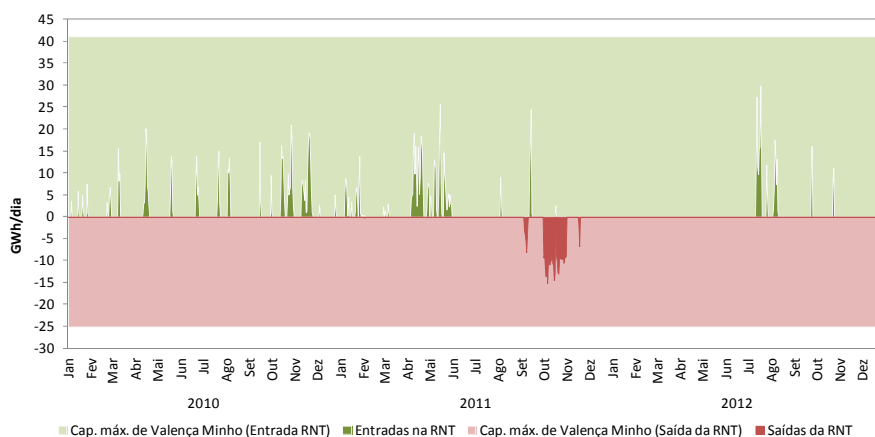
A Figura 5-12 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2012, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 9 dias/ano, representando uma utilização de 2% 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 período em análise.

**Figura 5-12 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2010 a 2012**



**Figura 5-13 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2010 a 2012**

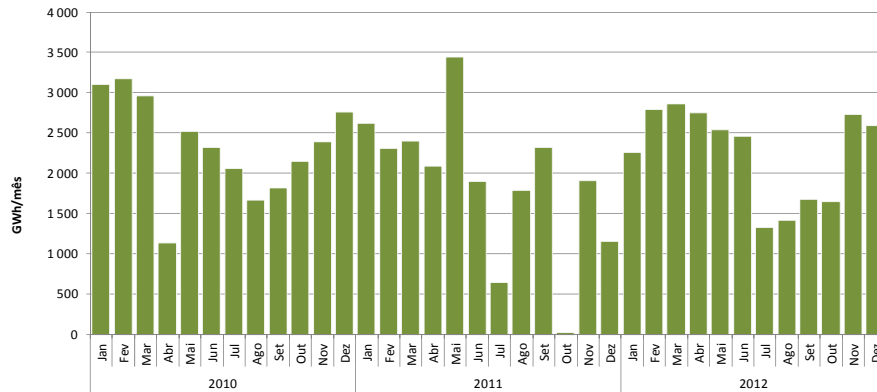




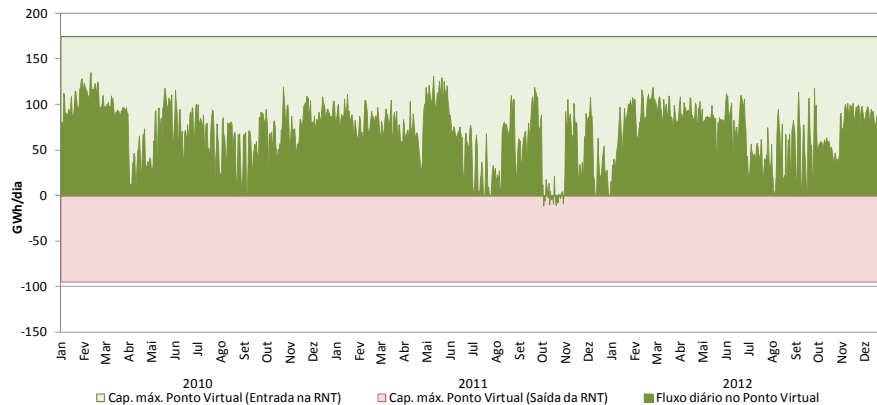
**PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO**

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 2010 a 2012**



**Figura 5-15 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2010 a 2012**

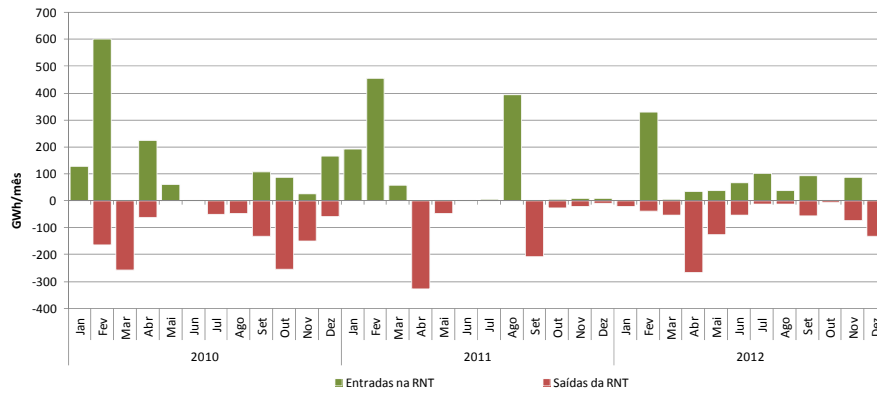


Nota: os valores de capacidades máximas no ponto virtual de interligação (quer de entrada quer de saída da RNT) resultam da soma das capacidades nas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho.

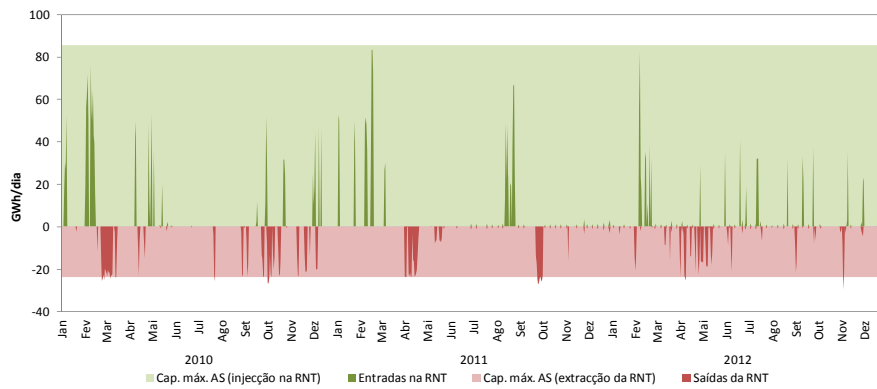
**ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

A Figura 5-16 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. 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 2010 a 2012**



**Figura 5-17 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2010 a 2012**

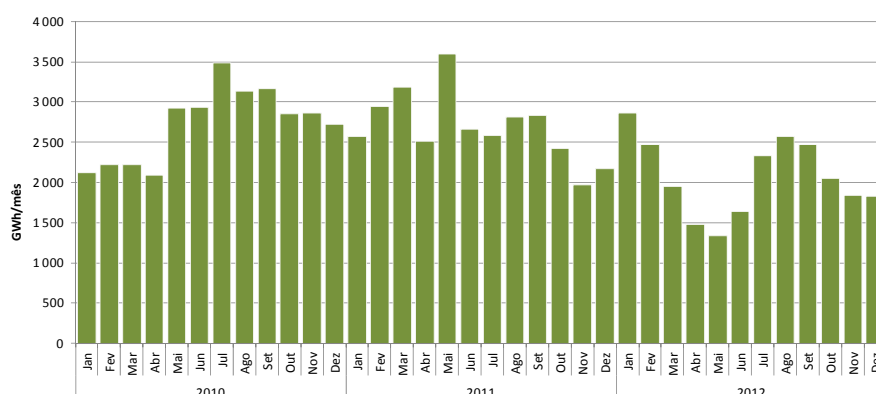


### CENTROS ELECTROPRODUTORES E CLIENTES EM ALTA PRESSÃO

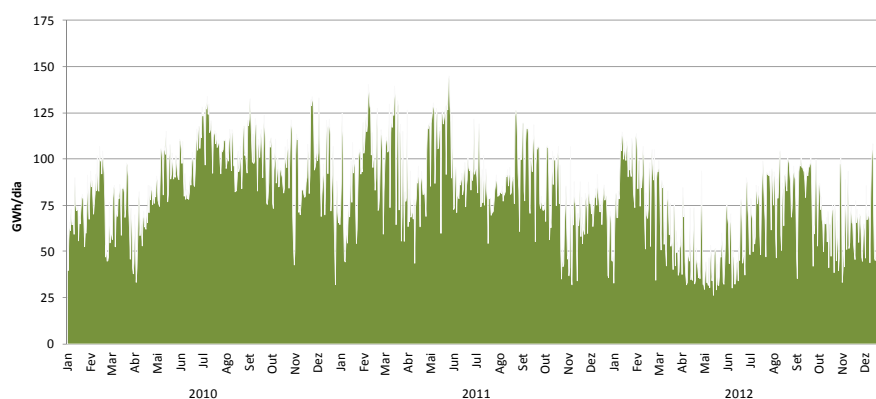
As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, em termos de energia mensal e diária extraída da rede.

Em 2012, verifica-se que os centros electroprodutores e os clientes em alta pressão são responsáveis por impor uma modulação de extração na RNT de 216 dias/ano, representando uma utilização de 59% 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 2010 a 2012**



**Figura 5-19 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2010 a 2012**

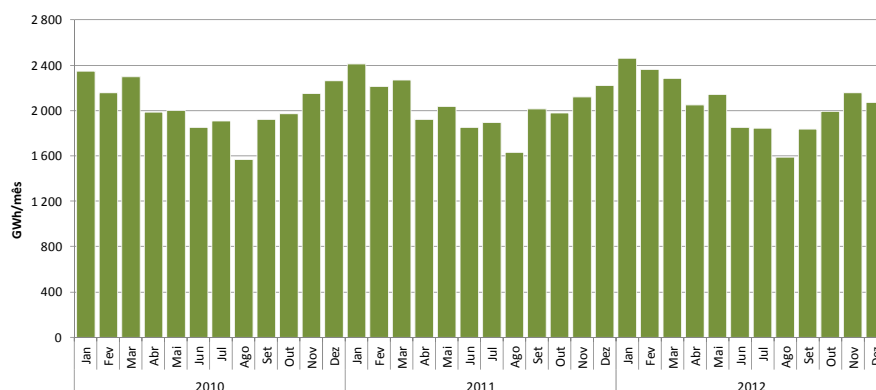


## REDES DE DISTRIBUIÇÃO

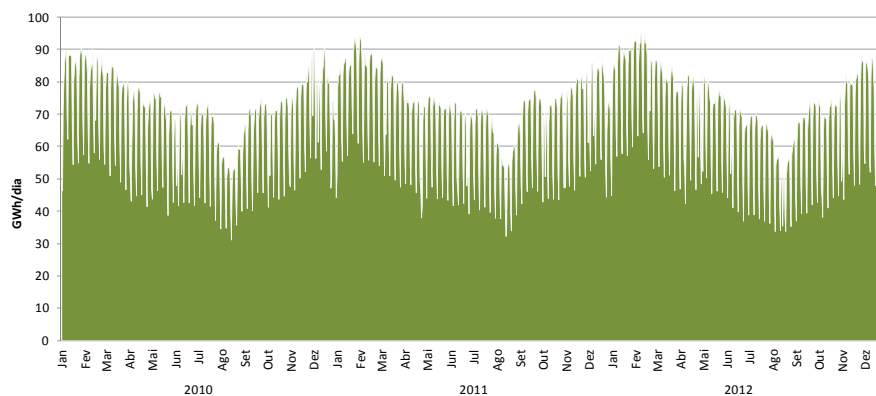
As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com a RND em termos de energia mensal e diária extraída da rede, de 2010 a 2012.

Em 2012, verifica-se que as entregas à RND correspondem a uma modulação de extração na RNT de 259 dias/ano, representando uma utilização de 71% da sua capacidade máxima total de extração.

**Figura 5-20 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2010 a 2012**



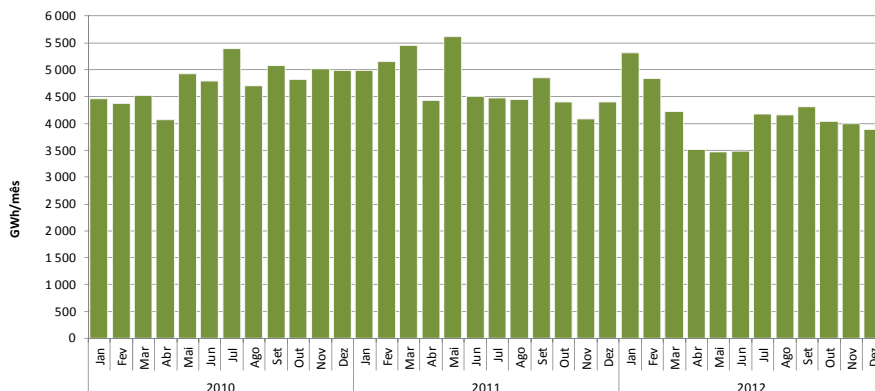
**Figura 5-21 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2010 a 2012**



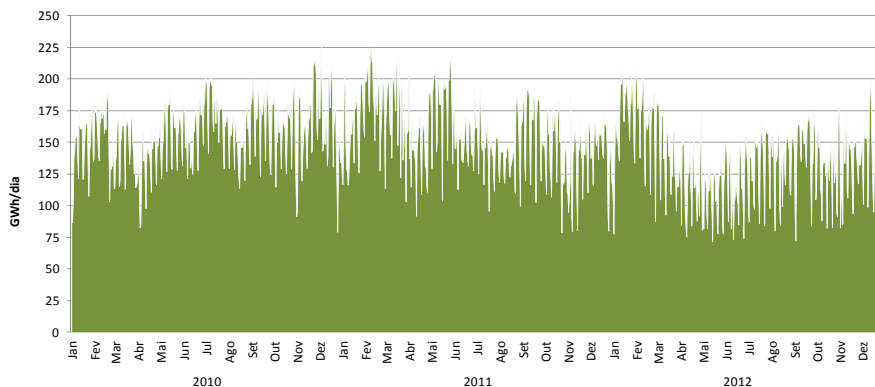
#### SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE

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 2010 a 2012.

**Figura 5-22 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2010 a 2012**



**Figura 5-23 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2010 a 2012**

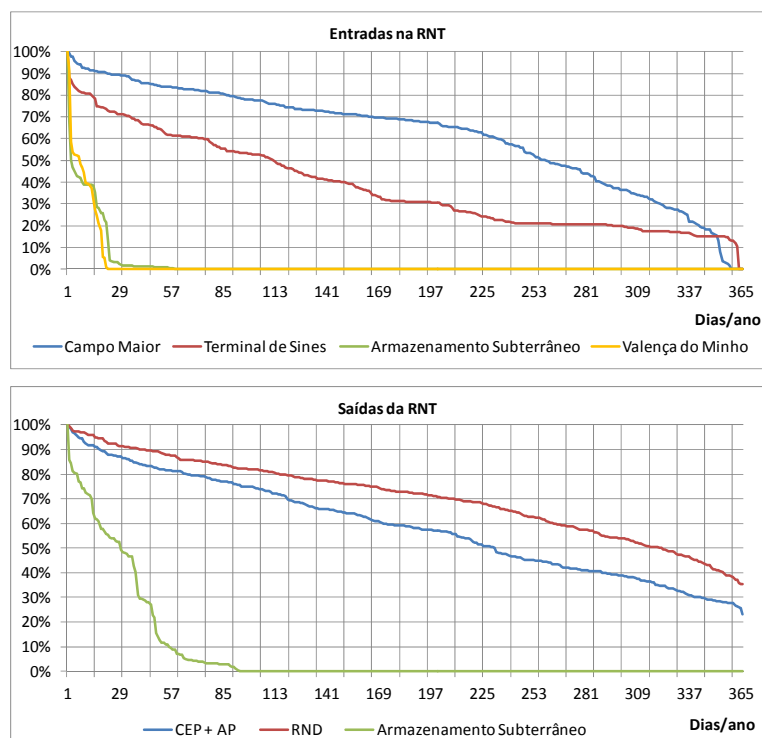


**CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL**

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 2012. 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 70% do valor máximo anual. Verifica-se que os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida, em 2012, foram o armazenamento subterrâneo e Valença do Minho, 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 70% do valor máximo anual. O ponto de saída com a menor utilização anual, em 2012, foi igualmente o armazenamento subterrâneo.

**Figura 5-24 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2012, 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 2013-2014, 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 do Minho, Terminal de GNL em Sines e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço. Assumem-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 do Minho e o Armazenamento Subterrâneo.
- São previstas quantidades, por ponto de entrada, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (interligações internacionais de Campo Maior, Valença do Minho, Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal e diário (este produto não se aplica ao Armazenamento Subterrâneo), de acordo com a alteração do Regulamento Tarifário, ocorrida em abril 2013.
- Não são previstas quantidades para a opção flexível de acesso em alta, média e baixa pressão.
- Em junho e julho de 2013 que os operadores da rede de transporte de gás natural de Portugal e Espanha (REN e Enagás) organizam leilões de capacidade na interligação. Esta capacidade será oferecida num único ponto virtual de interligação e no horizonte temporal de outubro de 2013 a setembro de 2014. Não foram previstas quantidades para a utilização da interligação ao abrigo dos leilões de capacidade.
- As quantidades de entrada na RNT a partir do terminal de GNL coincidem com as quantidades no Terminal de Sines.
- 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. Assume-se uma diminuição da capacidade de regaseificação e de armazenamento do Terminal de Sines, em relação ao ano gás 2012-2013, de acordo com os dados reais enviados pelo operador da infraestrutura, REN atlântico.
- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 5 cavernas no ano gás 2013-2014, como descrito no capítulo 3.1.1.

## **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 2011-2012, enviada pelos vários agentes de

mercado (Operador da Rede de Transporte, 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 / Longas utilizações	Curtas utilizações	Leitura mensal	Periodicidade de leitura superior a 1 mês
Termo fixo mensal	€/mês	€/mês	€/mês	€/mês
Capacidade utilizada	€/(kWh/dia)	€/(kWh/dia)	n.a.	n.a.
Energia (com diferenciação de períodos horários em Fora de Vazio e Vazio)	€/kWh	€/kWh	€/kWh	n.a.
Energia (sem diferenciação de períodos horários)	n.a.	n.a.	n.a.	€/kWh



**Quadro 5-2 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais (opção flexível)**

Variável de faturação	Opção Flexível
Termo fixo mensal	€/mês
Capacidade base anual	€/(kWh/dia)
Capacidade mensal adicional	€/(kWh/dia)
Energia (com diferenciação de períodos horários em Fora de Vazio e Vazio)	€/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 2011-2012. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94,5% e nos fornecimentos em MP é de 93,4%.

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 2011-2012. 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 110.º, expressão 160). 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 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 2013-2014. A diferença entre as previsões do ORD e dos CURR caracteriza as quantidades e o número de clientes em regime de mercado.

Para caracterizar a procura nas 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:

- A quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 37% (energia) e de 34% (número de clientes) assumindo uma quota média de 16% no início do ano gás 2013-2014 (energia e número de clientes) e tendo em conta uma taxa de crescimento linear na passagem de clientes para o mercado livre até dezembro de 2014 para instalações ligadas em baixa pressão e consumos superiores a 500 m<sup>3</sup> e

dezembro de 2015 para instalações ligadas em baixa pressão e consumos inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>.

- Para os fornecimentos a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> 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 2013-2014, de acordo com a informação disponibilizada pelos operadores das redes de distribuição e respetivos CURs, 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 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.

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 inicial, prevendo-se que durante o ano gás 2013-2014 os clientes no segmento de consumo abaixo de 10 000 m<sup>3</sup>/ano possam continuar a passagem gradual para o regime de mercado, de acordo com as previsões dos agentes e tendo em conta a aplicação das tarifas transitórias.

Para os consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> são aplicadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais até 30 de junho de 2014 de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro e na Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro. No final do ano

gás 2013-2014 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 2013-2014, para os fornecimentos em regime de mercado, para consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2013-2014**

ML	Energia		nº Clientes	
	BP< 10 000 m <sup>3</sup> /ano	> 10 000 m <sup>3</sup> /ano	BP< 10 000 m <sup>3</sup> /ano	> 10 000 m <sup>3</sup> /ano
Beiragás	51%	98%	34%	91%
Dianagás	44%	96%	39%	94%
Duriensegás	51%	95%	34%	89%
Lisboagás	34%	98%	34%	90%
Lusitaniagás	36%	99%	35%	90%
Medigás	34%	92%	34%	94%
Paxgás	28%	79%	36%	82%
EDPgás	38%	98%	35%	88%
Setgás	38%	99%	33%	91%
Sonorgás	41%	95%	36%	94%
Tagusgás	47%	100%	35%	97%
<b>Total</b>	<b>37%</b>	<b>98%</b>	<b>34%</b>	<b>90%</b>



## 6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2013-2014

Neste capítulo apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das diversas tarifas reguladas por atividade e no cálculo das 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 2013-2014.

**Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2013-2014**

N. Clientes

Fornecimentos (Tarifas 2013-14)	BP<				BP	MP	AP		Total
	≤500 m <sup>3</sup>	>500 m <sup>3</sup>	≤10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>			Clientes industriais	CEP*	
Beiragás	41 545	8 419	49 964	246	50 211	28			50 239
Dianagás	8 553	386	8 938	34	8 972	1			8 973
Sonorgás	13 916	1 006	14 922	116	15 038	0			15 038
Duriensegás	22 457	5 292	27 748	126	27 874	1			27 875
Lisboagás	466 200	54 394	520 593	1 171	521 765	55			521 820
Lusitaniagás	190 185	19 485	209 671	784	210 455	127			210 582
Medigás	18 547	680	19 227	48	19 275	1			19 276
Paxgás	6 052	37	6 088	6	6 095	0			6 095
Portgás	244 694	46 010	290 705	1 146	291 850	145			291 996
Setgás	150 527	6 178	156 705	224	156 929	20			156 949
Tagusgás	29 837	2 179	32 016	160	32 176	21			32 197
ORD	1 192 512	144 066	1 336 577	4 061	1 340 638	399			1 341 038
ORT							17		6 23
<b>Total</b>	<b>1 192 512</b>	<b>144 066</b>	<b>1 336 577</b>	<b>4 061</b>	<b>1 340 638</b>	<b>399</b>	<b>17</b>	<b>6</b>	<b>1 341 061</b>

\* - Centros electroprodutores

**Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2013-2014**

GWh

Fornecimentos (Tarifas 2013-14)	BP<				BP	MP	AP		Total
	≤500 m <sup>3</sup>	>500 m <sup>3</sup>	≤10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>			Clientes industriais	CEP*	
Beiragás	95	91	186	179	365	557			922
Dianagás	19	8	27	39	66	7			73
Sonorgás	34	16	50	63	112	0			112
Duriensegás	54	56	110	87	197	22			219
Lisboagás	1 141	642	1 783	982	2 765	3 742			6 507
Lusitaniagás	386	213	599	967	1 567	6 552			8 119
Medigás	38	14	52	51	103	13			116
Paxgás	13	1	14	5	19	0			19
Portgás	405	414	819	930	1 749	4 089			5 837
Setgás	322	66	388	286	675	1 221			1 895
Tagusgás	63	32	96	201	296	1 036			1 332
ORD	2 572	1 553	4 125	3 789	7 915	17 238			25 152
ORT							15 658	13 225	28 883
<b>Total</b>	<b>2 572</b>	<b>1 553</b>	<b>4 125</b>	<b>3 789</b>	<b>7 915</b>	<b>17 238</b>	<b>15 658</b>	<b>13 225</b>	<b>54 036</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 2013-2014 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		
<b>Receção GNL</b>		<b>Energia Receção (MWh)</b>
Entregas à RNTGN		26 625 093
Entregas a camiões cisterna		836 173
<b>Armazenamento GNL</b>		<b>Capacidade de armazenamento contratada de GNL (kWh/dia)</b>
Produto de capacidade anual		1 371 525 163
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
<b>Regaseificação GNL</b>		<b>Capacidade de regaseificação contratada (kWh/dia)</b>
Produto de capacidade anual		46 314 659
Produto de capacidade trimestral		10 905 252
Produto de capacidade mensal		6 761 992
Produto de capacidade diário		15 392 318
		<b>Energia (MWh)</b>
		26 625 093
<b>Entrega a camiões cisterna</b>		<b>Número de carregamentos</b>
Carregamento de camiões cisterna		2 771



### 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 2013-2014 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Capacidade de armazenamento contratada (kWh/dia)	Energia injectada (kWh)	Energia extraída (kWh)
Produto de capacidade anual	2 560 161 997	853 020 987	682 587 467
Produto de capacidade trimestral			
Produto de capacidade mensal	125 603 286		
Produto de capacidade 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 utilizações.

**Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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 contratada	(kWh/dia)
<b>Interligações internacionais - Campo Maior</b>	
Produto de capacidade anual	73 554 771
Produto de capacidade trimestral	4 773 063
Produto de capacidade mensal	1 761 498
Produto de capacidade diário	5 925 613
<b>Interligações internacionais - Valença</b>	
Produto de capacidade anual	0
Produto de capacidade trimestral	0
Produto de capacidade mensal	0
Produto de capacidade diário	786 663
<b>Terminal GNL em Sines</b>	
Produto de capacidade anual	46 314 659
Produto de capacidade trimestral	10 905 252
Produto de capacidade mensal	6 761 992
Produto de capacidade diário	15 392 318
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>	
Produto de capacidade diário	1 864 993

**Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	Capacidade base anual	Capacidade mensal adicional	Energia
	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês	(MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0			0
Interligações internacionais - Valença	0			11 020
Terminal GNL	0			0
Entregas a Clientes em AP	164 167 500			27 850 957
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	34 414 286			1 032 429
Entregas a Clientes em AP (opção flexível)		0	0	0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	143 080 014			25 196 748

**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 6-7 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	13 224 885
Entregas a clientes em AP	15 658 500
Entregas aos operadores de redes de distribuição	25 196 748

**Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	15 658 500
Entregas aos operadores de redes de distribuição	25 196 748

## 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 6-9 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição**

Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
	Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
	Diária	Mensal			
	(nº clientes)		(MWh)	(MWh)	
URD <sub>MP</sub> - Longas utilizações	393	2	23 663 109	1 491 429	118 226 250
URD <sub>MP</sub> - Curtas utilizações	4		24 585	0	3 428 269
URD <sub>BP&gt;</sub> - Longas utilizações	780	3 281	3 582 293	206 943	38 777 777
URD <sub>BP&gt;</sub> - Curtas utilizações	0		0	0	0
URD <sub>BP&lt;</sub>	1 336 577		3 972 120	153 229	152 465 822

**Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível)**

Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
	Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
	Diária	Mensal				
	(nº clientes)		(MWh)	(MWh)		
URD <sub>MP</sub> - Flexível	0		0	0	0	0
URD <sub>BP&gt;</sub> - Flexível	0		0	0	0	0

### 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 6-11 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	25 196 748

### 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 6-12 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	25 196 748
Energia (Parcela II >)	21 054 475
Energia (Parcela II <)	4 142 273

## 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 6-13 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas**

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	2 922 158

### 6.3.2 TARIFA 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 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 6-14 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	2 601 671
Fornecimentos > 500 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	973 026
Fornecimentos ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	1 628 645

### 6.3.3 TARIFA 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 de Energia dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos acima de 10 000 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	320 487

### 6.3.4 TARIFA 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 de Comercialização a aplicar pelos comercializadores retalhistas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m <sup>3</sup>	QUANTIDADES
<b>Termo Fixo (nº de clientes)</b>	<b>879 994</b>
Fornecimentos anuais > 500 m <sup>3</sup> /ano	93 738
Fornecimentos anuais ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano	786 256
<b>Termo de Energia (MWh)</b>	<b>2 591 041</b>
Fornecimentos anuais > 500 m <sup>3</sup> /ano	969 050
Fornecimentos anuais ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano	1 621 991

### 6.3.5 TARIFA 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 de Comercialização dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m <sup>3</sup> E < 2 MILHÕES m <sup>3</sup>	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	453
Termo de Energia (MWh)	320 027

## 6.4 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDES PARA A 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 6-18 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO			
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações	21	27 850 957	164 167 500
Curtas utilizações	2	1 032 429	34 414 286

**Quadro 6-19 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO (opção flexível)				
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0

### 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 6-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	36	97 030	3 377	702 076	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	210	75 513	2 846	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Beiragás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	27	516 339	39 795	3 354 675	
Curtas utilizações	1	776	0	66 847	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Beiragás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	



**DIANAGÁS**

**Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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)		
Longas utilizações	6	21 052	676	126 896	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	28	16 284	807	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Dianagás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Dianagás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES 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)		
Longas utilizações	1	6 041	684	54 540	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Dianagás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	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 2013-2014 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas utilizações	17	41 365	1 971	401 608	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	109	41 891	1 474	
	≥ 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 2013-2014 em BP> - Duriensegás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Duriensegás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES 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)		
Longas utilizações	1	19 198	2 503	112 450	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Duriensegás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

LISBOAGÁS

**Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Lisboaagás**

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)		
Longas utilizações	160	591 049	27 282	3 062 846	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1 011	338 468	25 030	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Lisboaagás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível	0	0	0	0	0

**Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Lisboaagás**

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)		
Longas utilizações	53	3 500 212	223 856	19 508 940	
Curtas utilizações	2	18 163	0	2 119 457	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 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 2013-2014 em MP – Lisboaagás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível	0	0	0	0	0

LUSITANIAGÁS

**Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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)		
Longas utilizações	200	707 647	36 450	6 096 841	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	584	213 558	9 758	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

**Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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)		
Longas utilizações	126	6 110 610	440 615	29 843 686	
Curtas utilizações	1	895	0	167 300	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Lusitaniagás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

**MEDIGÁS**

**Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	12	33 364	3 541	205 217	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	35	13 017	1 166	
	≥ 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 2013-2014 em BP> - Medigás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	1	11 960	1 179	68 826	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 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 2013-2014 em MP – Medigás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**PAXGÁS**

**Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	1	2 585	144	16 736	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	5	2 166	84	
	≥ 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 2013-2014 em BP> - Paxgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Paxgás**

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

**Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Paxgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível	0	0	0	0	0	

PORTGÁS

**Quadro 6-48 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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)		
Longas utilizações	247	630 889	36 900	4 956 086	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	899	243 666	18 577	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Portgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Portgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas utilizações	144	3 844 603	243 509	19 933 432	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	399	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Portgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

SETGÁS

**Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas utilizações	52	199 911	16 231	2 118 499	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	173	66 418	3 842	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Setgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

**Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Setgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas utilizações	19	1 118 194	97 622	6 941 412	
Curtas utilizações	1	4 751	0	1 074 665	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Setgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0



**SONORGÁS**

**Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	9	27 845	2 045	470 636	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	107	31 467	1 298	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Sonorgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					SONORGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP - Sonorgás**

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

**Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Sonorgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					SONORGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**TAGUSGÁS**

**Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas utilizações	41	142 367	11 232	1 382 248	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	119	44 740	2 213	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em BP> - Tagusgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 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)		
Longas utilizações	20	955 449	80 269	4 359 169	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	7	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2013-2014 em MP – Tagusgás (opção flexível)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível)					TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	0	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 6-64 - Resumo das quantidades para o ano gás 2013-2014 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	186 268	49 964
Dianagás	27 060	8 938
Duriensegás	110 218	27 748
Lisboagás	1 783 211	520 593
Lusitaniagás	599 416	209 671
Medigás	52 139	19 227
Paxgás	14 392	6 088
Portgás	818 801	290 705
Setgás	388 454	156 705
Sonorgás	49 587	14 922
Tagusgás	95 805	32 016
<b>Total BP&lt;</b>	<b>4 125 349</b>	<b>1 336 577</b>

**Quadro 6-65 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2013-2014 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	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m <sup>3</sup> /ano)	(m <sup>3</sup> /ano)	(m <sup>3</sup> /ano)	(m <sup>3</sup> /ano)	(m <sup>3</sup> /ano)	(m <sup>3</sup> /ano)	(m <sup>3</sup> /ano)	(m <sup>3</sup> /ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	43 537	51 751	50 446	40 534	26 269	15 276	6 548	1 872
Dianagás	11 861	7 535	1 898	5 766	6 065	2 488	239	147
Duriensegás	24 205	29 913	27 539	28 560	14 020	8 437	3 630	1 662
Lisboagás	428 424	712 867	298 820	343 099	258 183	208 017	41 613	12 780
Lusitaniagás	170 052	216 241	98 138	114 986	116 196	73 989	14 078	5 408
Medigás	29 966	8 191	1 372	12 610	16 003	2 544	218	462
Paxgás	7 208	6 241	292	651	3 794	2 258	27	9
Portgás	133 312	271 965	176 989	236 536	138 807	105 888	30 340	15 670
Setgás	144 811	177 295	30 411	35 937	88 979	61 547	4 751	1 427
Sonorgás	28 043	5 653	5 139	10 751	12 440	1 476	562	444
Tagusgás	41 229	22 089	11 869	20 617	22 775	7 062	1 541	638
<b>Total BP&lt;</b>	<b>1 062 649</b>	<b>1 509 741</b>	<b>702 912</b>	<b>850 047</b>	<b>703 532</b>	<b>488 980</b>	<b>103 547</b>	<b>40 519</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 dos comercializadores retalhistas para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-66 - Resumo das quantidades para o ano gás 2013-2014 das Tarifas Transitórias em BP<**

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	90 702	32 772
Dianagás	15 248	5 411
Duriensegás	54 157	18 449
Lisboagás	1 169 016	345 096
Lusitaniagás	384 975	135 807
Medigás	34 618	12 678
Paxgás	10 367	3 901
EDPgás SU	509 096	190 296
Setgás	242 690	105 169
Sonorgás	29 368	9 584
Tagusgás	50 806	20 830
<b>Total BP&lt;</b>	<b>2 591 041</b>	<b>879 994</b>

**Quadro 6-67 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2013-2014 para as 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	21 200	25 200	24 564	19 738	17 432	9 818	4 211	1 312
Dianagás	6 684	4 246	1 070	3 249	3 671	1 506	144	89
Duriensegás	11 894	14 698	13 532	14 033	9 223	5 726	2 320	1 180
Lisboagás	280 861	467 333	195 897	224 925	171 147	137 892	27 585	8 472
Lusitaniagás	109 216	138 880	63 029	73 850	75 262	47 924	9 118	3 503
Medigás	19 896	5 438	911	8 372	10 552	1 677	144	305
Paxgás	5 192	4 496	210	469	2 299	1 578	18	6
EDPgás SU	82 888	169 096	110 044	147 068	95 294	65 880	18 864	10 258
Setgás	90 472	110 766	19 000	22 452	59 717	41 306	3 188	958
Sonorgás	16 609	3 348	3 043	6 367	7 985	953	361	285
Tagusgás	21 864	11 714	6 294	10 934	14 848	4 564	1 003	415
<b>Total BP&lt;</b>	<b>666 775</b>	<b>955 216</b>	<b>437 594</b>	<b>531 457</b>	<b>467 433</b>	<b>318 824</b>	<b>66 956</b>	<b>26 782</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 6-68 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (n.º 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	22	3 337	126
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-69 - 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	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)		
Diária	2	10 003	771	64 989	
Curtas Utilizações	0	15	0	1 295	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**DIANAGÁS**

**Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	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	2	1 573	78	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-71 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)		
Diária	0	257	29	2 320	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**DURIENSEGÁS**

**Quadro 6-72 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	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	14	4 565	161	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-73 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	1 046	136	6 129	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**LISBOAGÁS**

**Quadro 6-74 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	117	16 442	1 216	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-75 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	5	62 950	4 026	350 863	
Curtas Utilizações	0	327	0	38 118	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**LUSITANIAGÁS**

**Quadro 6-76 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	78	9 219	421	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-77 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)		
Diária	13	60 892	4 391	297 390	
Curtas Utilizações	0	9	0	1 667	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**MEDIGÁS**

**Quadro 6-78 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	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	3	3 656	327	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-79 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)		
Diária	0	933	92	5 367	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		



**PAXGÁS**

**Quadro 6-80 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1	987	38
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-81 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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 6-82 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	143	19 158	1 461
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-83 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	18	85 235	5 399	441 924
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	9	0
	≥ 100 001	0	0	0

**SETGÁS**

**Quadro 6-84 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	20	2 417	140
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-85 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	2	9 984	872	61 981
Curtas Utilizações	0	42	0	9 596
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**SONORGÁS**

**Quadro 6-86 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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	7	3 271	135
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-87 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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 6-88 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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 (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	5	600	30
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-89 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	1	3 000	252	13 688
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0



## 7 PERÍODOS TARIFÁRIOS

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

Na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) não existe diferenciação horária por período de fora de vazio e período de vazio.

Na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) o período de fora de vazio corresponde a todos os dias dos meses de setembro a julho (Quadro 7-1).

**Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2013-2014**

<b>Período de Fora de Vazio</b>	<b>Período de Vazio</b>
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 2013-2014, foi enviada pela REN Gasodutos em março de 2013, relativamente às infraestruturas da RNTIAT.

Por sua vez, também em março de 2013, 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 2012-2013, 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 2012.

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 2013-2014, 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	0,85

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 2013-2014 teve por base os valores de perdas e autoconsumos determinados para os anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 e 2011-2012. Os valores das perdas resultantes de purgas verificadas na RNTGN, para os referidos anos, foram 726 MWh, 273



MWh, 1 360 MWh, 639 MWh e 624 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, 56 190 MWh e 51 806 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 2013-2014, 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 RNTGN, nos anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 e 2011-2012**

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012
Purgas e Fugas	726	273	1 360	639	624
Autoconsumos	59 041	58 166	54 838	56 190	51 806
Perdas totais	59 767	58 439	56 198	56 829	52 431
Saídas da RNTGN	52 334 525	50 039 744	55 109 092	60 148 518	51 494 329
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,11	0,12	0,10	0,09	0,10

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 entregues no armazenamento subterrâneo, não se encontram sujeitas a autoconsumos nas estações dos respetivos pontos de saída da RNTGN. Assim, estas quantidades não foram consideradas na determinação do fator para ajustamento de perdas e autoconsumos na RNTGN.

Atendendo à continuidade dos valores apurados 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 2013-2014 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, 2010-2011 e 2011-2012, foram de 401 MWh, 4 695 MWh, 1 161 MWh e 8 432 MWh, respetivamente, resultantes de atividades de manutenção programada. No ano gás 2008-2009 não se realizaram intervenções 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 2013-2014, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Para os anos gás 2010-2011 e 2011-2012, foram registados valores de perdas decorrentes das ações levadas a cabo no âmbito do Projeto de Expansão do Terminal de Sines (PETS), e que ascenderam a 10 740 251 e 11 040 433 kWh, respetivamente. Dado o carácter excecional e pontual inerente ao processo de expansão do Terminal de Sines, entende-se que as perdas registadas nesse âmbito não deverão ser consideradas para efeitos de apuramento do fator de ajustamento para perdas e autoconsumos do Terminal

No decorrer do ano gás 2011-2012 foram ainda registadas perdas por queima de GN derivadas do incumprimento de emissão mínima do Terminal, num total de 1 310 620 kWh.

**Quadro 8-3 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL, nos anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 e 2011-2012**

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012
Purgas e queima de gás natural	401	0	4 695	1 161	8 432
Emissão mínima	-	-	-	-	1 311
PETS	-	-	-	10 740	11 040
Saídas do terminal	31 576 041	31 259 065	28 261 424	33 146 351	24 813 957
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,001	0	0,02	0	0,04

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 2013-2014, equivale ao valor adotado nos últimos 6 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, 2010-2011 e 2011-2012.

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

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	TOTAL
Autoconsumo	6 053	11 092	7 551	11 557	6 601	31 528
Gás injetado	904 675	1 468 165	1 076 594	1 752 236	836 317	4 622 095
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,67	0,76	0,70	0,66	0,79	0,68

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	2011-2012	TOTAL
Autoconsumo	1 076	632	3 272	1 404	1 814	7 084
Gás extraído	947 720	439 827	1 482 681	1 090 745	894 123	4 613 400
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,11	0,14	0,22	0,13	0,20	0,15

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 a 2011-2012, 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 0,01%, conforme se apresenta no Quadro 8-6.

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

Ano gás	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	TOTAL
Autoconsumo	410	245	123	110	72	959
Gás movimentado	926 198	437 522	1 279 638	1 421 490	865 220	5 447 123
<b>Fator de ajustamento (%)</b>	0,04	0,06	0,01	0,01	0,01	0,02

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
0,68%	0,15%	0,02%	0,85%

Considerando apenas o regime normal de funcionamento em exploração comercial, o fator de ajustamento de perdas e autoconsumos equivale a 0,85% 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 2013-2014, 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 2012-2013.

Este procedimento foi idêntico ao adotado nos anos gás 2011-2012 e 2012-2013, sendo que a proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição não sofre alterações há 4 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, 2011-2012 e 2012-2013, constituindo, também, 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 2011-2012 constatou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (98,8%) 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 2013-2014, para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é o mesmo que o aprovado pela ERSE para os seis 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 2013-2014, para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo de gás natural é 0,85%.

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 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 três 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 2013-2014

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2013-2014.

**Quadro 8-9 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2013-2014**

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2013-2014 (%)
RNTGN	0,10
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,85
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,30