

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2010-2011**

Junho 2010

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	CENÁRIOS ADOPTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES	3
3	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2010-2011	7
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural	7
3.2	Balanço de energia no SNGN para 2010-2011	9
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	12
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2010 E 2011	15
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRA-ESTRUTURAS	23
5.1	Rede de transporte e infra-estruturas de Alta Pressão	23
5.2	Redes de distribuição.....	24
5.2.1	Determinação de quantidades na perspectiva tarifária.....	24
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	26
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais	27
5.3	Comercialização de último recurso.....	28
5.4	Comercialização em regime de mercado	28
6	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2010-2011	29
6.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das infra-estruturas e da rede de transporte.....	29
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	29
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	29
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	30
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	31
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição.....	32
6.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	32
6.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	32
6.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	32
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos comercializadores de último recurso	33
6.3.1	Tarifa transitória de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas e grandes clientes.....	33
6.3.2	Tarifa transitória de Energia para grandes clientes	33
6.3.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas	34
6.3.4	Tarifa Transitória de Comercialização a grandes clientes	34
6.3.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas	34
6.4	Quantidades consideradas no cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais	35

6.4.1	Tarifas transitórias de venda a clientes finais a grandes clientes	35
6.4.1.1	Grandes clientes ligados à rede de transporte	35
6.4.1.2	Grandes clientes ligados à rede de distribuição	36
6.4.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Retalhistas	36
6.4.2.1	Beiragás	37
6.4.2.2	Dianagás	38
6.4.2.3	Duriensegás.....	39
6.4.2.4	Lisboagás	40
6.4.2.5	Lusitaniagás.....	41
6.4.2.6	Medigás	42
6.4.2.7	Paxgás.....	43
6.4.2.8	Setgás	45
6.4.2.9	Sonorgás	46
6.4.2.10	Tagusgás	47
6.5	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de rede para aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	48
6.5.1	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores de rede	48
6.5.1.1	Rede de Transporte.....	48
6.5.1.2	Beiragás	48
6.5.1.3	Dianagás	49
6.5.1.4	Duriensegás.....	50
6.5.1.5	Lisboagás	51
6.5.1.6	Lusitaniagás.....	52
6.5.1.7	Medigás.....	53
6.5.1.8	Paxgás.....	54
6.5.1.9	Portgás	55
6.5.1.10	Setgás	56
6.5.1.11	Sonorgás	57
6.5.1.12	Tagusgás.....	58
7	PERÍODOS TARIFÁRIOS	61
7.1	Período de fora de vazio na rede de transporte.....	61
7.2	Período de fora de vazio nas redes de distribuição	61
8	FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS.....	63
8.1	Proposta da REN Gasodutos para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	64
8.1.1	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN.....	64
8.1.2	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.....	66
8.1.3	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo ...	67
8.1.3.1	Autoconsumos no processo de injeção	67
8.1.3.2	Autoconsumos no processo de extracção	68
8.1.3.3	Autoconsumos em “stand-by”	68
8.1.3.4	Purgas de gás natural.....	69
8.2	Proposta de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	70
8.3	Análise da ERSE às propostas.....	70

8.3.1	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN	70
8.3.2	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL	71
8.3.3	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo	71
8.3.4	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	72
8.4	Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN para o ano gás 2010-2011	72

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Quantidades definidas para o ano gás 2010-2011 na perspectiva dos operadores de redes	4
Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2010-2011 perspectivas redes e comercializadores.....	5
Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista para 2010-11 (t) no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³ nas redes de distribuição	9
Figura 3-2 - Fluxos de energia no SNGN em 2010-11	13
Figura 4-1 - Quantidades de energia saídas do Terminal (injecções RNT e camiões cisterna) ocorridas e consideradas para definição de proveitos	15
Figura 4-2 - Quantidades de energia saídas da RNTGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos	16
Figura 4-3 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos	18
Figura 4-4 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN	19
Figura 4-5 - Comparação entre a energia prevista ser vendida pelos CUR e pela ERSE para 2010 e 2011 para consumos acima de 10 000 m ³	21

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2010-2011	10
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2010-2011	11
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2010-2011	11
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2010-2011	12
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos	17
Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos	18
Quadro 4-3 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	20
Quadro 4-4 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	20
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos	20
Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos	21
Quadro 5-1 - Variáveis de facturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	25
Quadro 6-1 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	29
Quadro 6-2 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	29
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	30
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de entrada	30
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída	30
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de saída	31
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	31
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	31
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	32
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	32
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição	33
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa transitória de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas e grandes clientes	33
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa transitória de Energia para grandes clientes	33
Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas	34
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa transitória de Comercialização a grandes clientes	34

Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Comercialização em BP, para consumos inferiores a 10 000 m ³ (n) por ano	34
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa transitória de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m ³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m ³ (n) por ano	35
Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Alta Pressão.....	35
Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2.000.000 m ³ por ano.....	36
Quadro 6-20 - Resumo das quantidades da Tarifa de Venda a Clientes Finais em BP, para consumos inferiores a 10 000 m ³ (n) por ano.....	36
Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Beiragás	37
Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	37
Quadro 6-23 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás	37
Quadro 6-24 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Dianagás	38
Quadro 6-25 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	38
Quadro 6-26 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás	38
Quadro 6-27 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Duriensegás	39
Quadro 6-28 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	39
Quadro 6-29 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás	39
Quadro 6-30 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Lisboagás	40
Quadro 6-31 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboagás	40
Quadro 6-32 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboagás	40
Quadro 6-33 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Lusitaniagás	41
Quadro 6-34 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	41
Quadro 6-35 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás	41
Quadro 6-36 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Medigás	42
Quadro 6-37 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás	42

Quadro 6-38 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás	42
Quadro 6-39 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Paxgás.....	43
Quadro 6-40 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	43
Quadro 6-41 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás	43
Quadro 6-42 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - EDP Gás SU.....	44
Quadro 6-43 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU.....	44
Quadro 6-44 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU	44
Quadro 6-45 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Setgás	45
Quadro 6-46 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	45
Quadro 6-47 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás	45
Quadro 6-48 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Sonorgás	46
Quadro 6-49 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	46
Quadro 6-50 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás.....	46
Quadro 6-51 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Tagusgás.....	47
Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás	47
Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás.....	47
Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011	48
Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Beiragás	48
Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Beiragás	49
Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Beiragás.....	49
Quadro 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Dianagás	49
Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Dianagás	50
Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Dianagás.....	50

Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Duriensegás	50
Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Duriensegás	51
Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Duriensegás	51
Quadro 6-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Lisboa gás	51
Quadro 6-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Lisboa gás	52
Quadro 6-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Lisboa gás	52
Quadro 6-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Lusitaniagás	52
Quadro 6-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Lusitaniagás	53
Quadro 6-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Lusitaniagás	53
Quadro 6-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Medigás	53
Quadro 6-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Medigás	54
Quadro 6-72 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Medigás	54
Quadro 6-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Paxgás	54
Quadro 6-74 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Paxgás	55
Quadro 6-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Paxgás	55
Quadro 6-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Portgás	55
Quadro 6-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Portgás	56
Quadro 6-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Portgás	56
Quadro 6-79 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Setgás	56
Quadro 6-80 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Setgás	57
Quadro 6-81 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Setgás	57
Quadro 6-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Sonorgás	57
Quadro 6-83 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Sonorgás	58

Quadro 6-84 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Sonorgás	58
Quadro 6-85 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Tagusgás	58
Quadro 6-86 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Tagusgás	59
Quadro 6-87 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Tagusgás	59
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNTGN para o ano gás 2010-2011	61
Quadro 7-2 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2010-2011	61
Quadro 8-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos	64
Quadro 8-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG nos anos gás 2007-2008 e 2008-2009	65
Quadro 8-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007-2008 e 2008-2009	67
Quadro 8-4 - Dados reais disponíveis para a injeção	68
Quadro 8-5 - Dados reais de extracção	68
Quadro 8-6 - Autoconsumos em “stand-by”	69
Quadro 8-7 - Factor de ajustamento para o armazenamento subterrâneo	69

1 INTRODUÇÃO

A análise da procura de gás natural prevista para o ano tarifário tem incidência na definição dos custos previstos (de que a aquisição de energia primária é um exemplo) e no cálculo dos preços das várias tarifas cujo nível tarifário deve recuperar os proveitos permitidos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determina a utilização esperada para o ano gás das diversas infra-estruturas do sistema de gás natural, bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de facturação.

A aprovação, pelo Governo, da extinção das tarifas do comercializador de último recurso para clientes com consumo anual de gás superior a 10 000 m³ determinou que a procura das Tarifas de Venda a Clientes Finais neste segmento de consumo se refere às tarifas que vigorarão transitoriamente até Março de 2011. Assume-se que a saída efectiva dos clientes para o Mercado Livre se processará de forma gradual ao longo do período transitório.

No capítulo 2 deste documento analisam-se os cenários adoptados para o consumo de gás natural por tipo de consumidores.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2010-2011.

No capítulo 4 são transpostos os pressupostos que sustentam o balanço de energia para o ano gás 2010-2011 às variáveis relacionadas com o consumo de gás natural, que apoiam a definição dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

Nos capítulos 5 a 6 é apresentado o balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural e uma caracterização exhaustiva das quantidades associadas às tarifas reguladas. São igualmente descritos os pressupostos que determinaram os resultados obtidos. Finalmente, são caracterizadas as quantidades relativas às tarifas transitórias.

Está ainda incluída neste documento uma definição dos períodos de fora de vazio nas redes de transporte e de distribuição e a definição e justificação dos factores de ajustamento para perdas e auto consumos nas infra-estruturas.

O presente documento é um anexo ao documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros de regulação para o período 2010-2013”.

2 CENÁRIOS ADOPTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES

De um modo geral, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural para o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas tomam em consideração as previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os seus respectivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas, nos diferentes níveis do balanço físico do gás natural ou, de um ponto de vista comercial, da cadeia de valor do sector, coexistem igualmente diferentes perspectivas sobre a evolução dos consumos de gás natural que importa à ERSE ponderar.

Assim, aquando da definição das quantidades do ano gás anterior, a ERSE seguiu as previsões do operador da RNTGN, a REN, tanto para os fornecimentos aos centros electroprodutores, como para os Operadores de Rede de Distribuição (ORD), com excepção da Tagusgás devido às grandes diferenças entre as previsões dessa empresa e da REN. Porém, no que diz respeito aos consumidores fornecidos em Alta Pressão, a ERSE optou por um cenário mais conservador do que o apresentado pela REN, a meio caminho entre o ocorrido no ano gás 2007-2008, último ano para o qual se dispunha dos dados verificados, e as previsões dessa empresa. De um modo global, perspectivou-se um aumento do consumo de gás natural face ao definido no cálculo dos proveitos e das tarifas do ano gás 2008-2009, dinamizado, por um lado, pela entrada de novos consumidores ligados em alta pressão e, por outro lado, pelo aumento do consumo dos centros electroprodutores ordinários, tendo em conta a entrada em funcionamento da central de ciclo combinado de Lares. Registe-se que o incremento previsto pela ERSE para o consumo de gás natural em alta pressão era menos expressivo do que as previsões do operador da RNTGN. No que dizia respeito ao consumo de média e baixa pressão, a adopção das previsões da REN correspondia a um valor ligeiramente superior ao constante das previsões efectuadas no ano anterior, mas superior ao valor previsto pelos ORD.

Ao nível dos comercializadores de último recurso, o conhecimento que estes detêm sobre os seus respectivos mercados induziu a ERSE a aceitar as suas previsões.

A estagnação económica verificada em Portugal ao longo do ano de 2009 levou a uma quebra acentuada da produção industrial e levou igualmente à diminuição do consumo de energia eléctrica, neste caso em contra-ciclo ao verificado nos últimos anos. Assim, no ano gás 2008-2009, o consumo de gás natural foi inferior ao consumo verificado no ano gás anterior, sendo também inferior ao previsto na definição dos proveitos e das tarifas do ano gás 2008-2009 e, conseqüentemente, substancialmente inferior ao definido nas tarifas do ano gás 2009-2010.

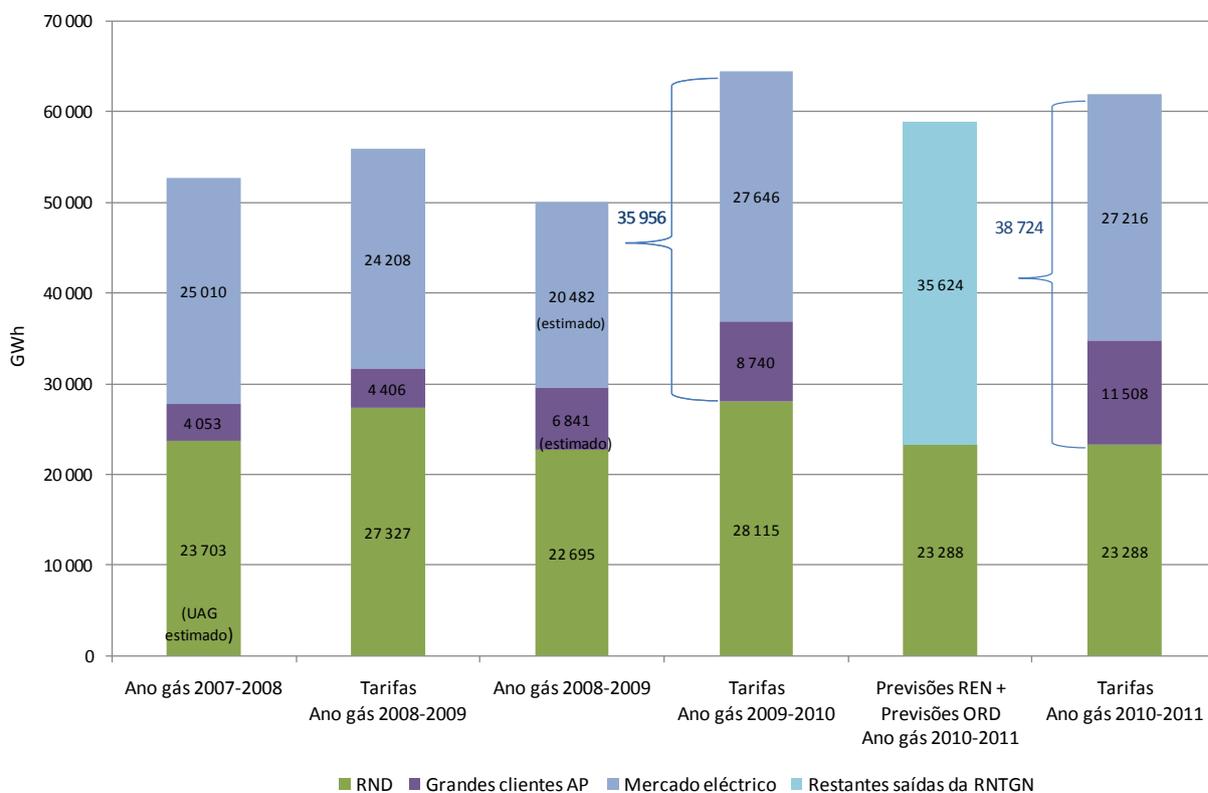
Neste contexto, as previsões de evolução das quantidades para o ano gás 2010-2011 são mais baixas do que as previstas no ano anterior. Face aos últimos valores disponíveis dos consumos de gás natural, os aumentos nos consumos dos centros electroprodutores justificam-se pela entrada em serviço no ano anterior da central de Lares e da entrada prevista para o segundo semestre de 2010 da central de ciclo

combinado a gás natural do Pego. Paralelamente, são previstos a entrada de um conjunto de novos consumidores fornecidos em alta pressão ao longo do ano de 2010. Pelas suas dimensões, o abastecimento destes novos pontos de entrega cria, só por si, um incremento significativo do consumo de gás natural.

No que diz respeito às entregas a clientes na RNDGN, é bastante elevado o desnível entre as quantidades realmente consumidas e as quantidades previstas serem consumidas, nos dois últimos anos gás para efeitos de definição das tarifas. Não se perspectiva a médio prazo uma evolução da conjuntura económica que permita alterar esta situação. Esta leitura está também implícita nas previsões dos operadores da rede de distribuição. Consequentemente, as previsões da ERSE para o ano gás 2010-2011 para o consumo dos consumidores abastecidos em média e baixa pressão são substancialmente mais baixas do que as previsões efectuadas no ano anterior, estando em linha com as previsões dos ORD.

A Figura 2-1 explicita as previsões da ERSE, enquadrando-as com os últimos dados ocorridos no passado, assim como com as últimas opções tomadas.

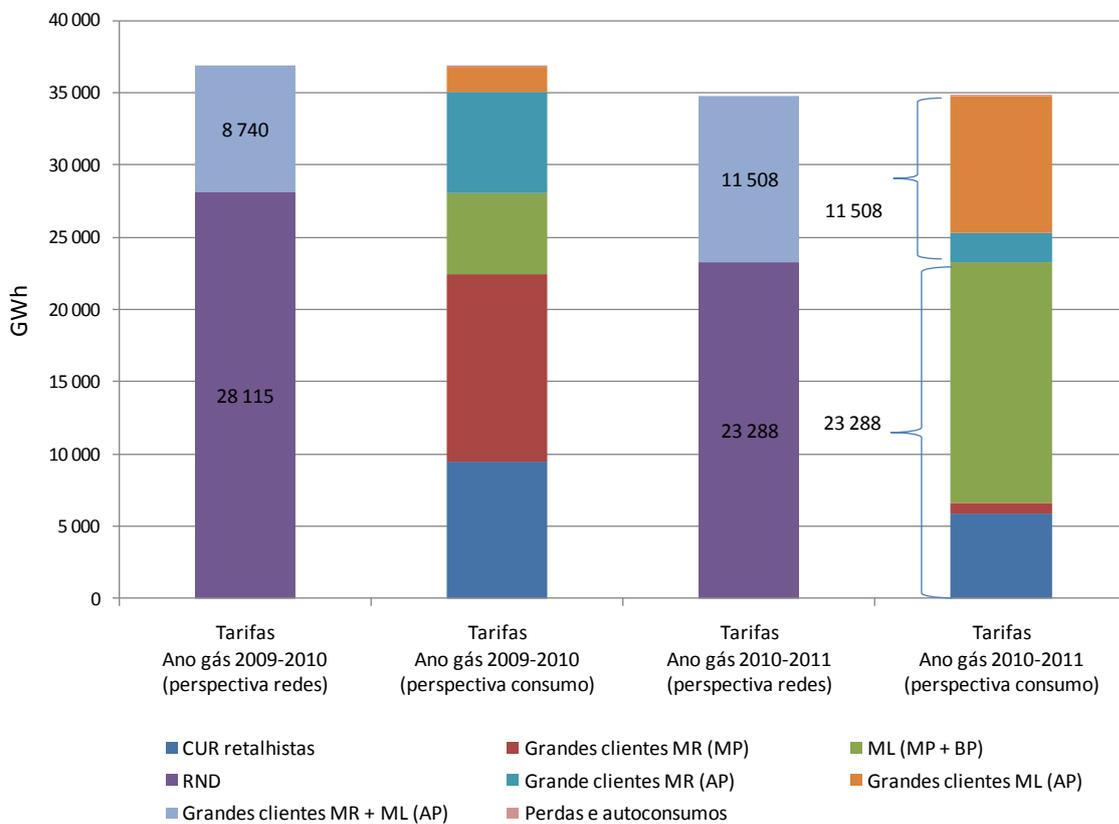
Figura 2-1 - Quantidades definidas para o ano gás 2010-2011 na perspectiva dos operadores de redes



Registe-se que ao nível dos comercializadores de último recurso, tal como no ano anterior, aceitaram-se as previsões das empresas, para os consumidores com consumo anual inferior a 10 000 m³. Para os restantes consumidores, face à extinção das tarifas reguladas e ao fim da obrigatoriedade dos comercializadores de último recurso fornecerem esses consumidores a partir do 2.º trimestre de 2011, introduziu-se um critério de redução da comercialização de último recurso para estes clientes até à sua extinção no fim do ano gás.

Este efeito é visível na Figura 2-2 que compatibiliza as perspectivas dos consumos nas redes de distribuição e ao nível dos comercializadores.

Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2010-2011 perspectivas redes e comercializadores



Nota: MR, mercado regulado, ML; mercado liberalizado

3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2010-2011

A caracterização do Balanço de Energia do SNGN tem por objectivo determinar a previsão de quantidades de gás natural para as saídas e entradas do SNGN, em particular nas infra-estruturas, na rede de transporte em Alta Pressão e nas redes de distribuição.

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

Este capítulo detalha a metodologia utilizada na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2010-2011, 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.

À previsão do consumo nacional para os grandes consumidores industriais e para os consumidores mais pequenos (residenciais, terciário e pequena indústria) foram acrescentadas as previsões individuais efectuadas para cada centro electroprodutor ordinário, ligado na rede de transporte. Foi considerado um cenário de produção eléctrica com cerca de 4 300 horas de funcionamento das centrais de ciclo combinado a gás. A este respeito nota-se que o balanço para 2010-2011 considera a entrada em funcionamento da nova Central do Pego no decurso do ano gás, ainda que com alguns meses em fase de testes de comissionamento.

A partir do consumo nacional assim definido, 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 2010-2011:

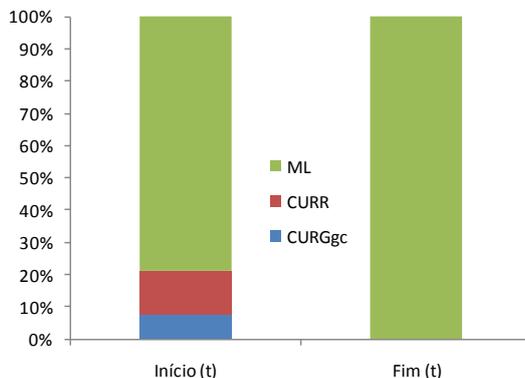
- A previsão do saldo das injeções e extracções no armazenamento subterrâneo é nula, atendendo à flexibilização da constituição de reserva estratégica conferida a alguns centros

electroprodutores e à utilização do armazenamento de GNL no Terminal de Sines, também para reserva. A utilização do armazenamento para fins comerciais e operacionais não é considerada.

- Consideram-se os consumos dos clientes industriais em Alta Pressão verificados em 2008-09, adicionados de novos clientes entretanto ligados à RNT (68% de crescimento).
- As previsões da energia entrada nas redes de distribuição correspondem às previsões dos operadores das redes de distribuição. No caso do operador da rede de distribuição Tagusgás, considerou-se o consumo ocorrido no ano gás 2008-2009 (última informação disponível) ao qual foi aplicado um factor de crescimento resultante da variação homóloga do consumo dos restantes operadores das redes de distribuição, com excepção da Lisboaagás e Lusitaniagás.
- Aceitaram-se as previsões de consumo por tipo de cliente de cada comercializador de último recurso retalhista. Tomaram-se essas previsões como valores no início do ano gás, tendo-se em seguida introduzido um critério de redução da comercialização de último recurso para clientes com consumo anual superior a 10 000 m³, culminando na sua extinção no fim do ano gás.
- Para o início do ano gás 2010-2011 considerou-se informação relativa ao mês de Fevereiro de 2010 da comercialização de último recurso a grandes clientes (com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³), assumindo a saída dos clientes até ao fim do ano gás 2010-2011.
- Estimou-se o consumo dos clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efectuados para a comercialização de último recurso, assumindo que no final do ano gás 2010-2011 a totalidade dos clientes com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ estarão a ser fornecidos no mercado livre.
- Considerou-se a informação recebida sobre a caracterização efectiva de consumos no ano gás 2008-2009 e as previsões enviadas pelas empresas reguladas para 2010-2011. À semelhança do ano gás anterior, a informação sobre quantidades deve considerar-se ainda instável devido à juventude do sistema tarifário e à fase de adaptação dos sistemas de informação comerciais. Deve ainda acrescentar-se que a informação relativa ao ano gás 2008-2009 foi muito escassa face às obrigações das empresas reguladas no capítulo da prestação de informação e que esse facto em muito prejudica as opções do modelo tarifário e a previsibilidade das receitas dos operadores.
- Quanto às fontes de aprovisionamento, foi previsto um volume de energia recebida no Terminal de Sines equivalente ao total das aquisições de GNL previstas pelo Comercializador do SNGN, em Dezembro de 2009, para o horizonte de um ano.
- Não foram considerados fluxos de atravessamento de gás, quer na recepção de GNL para exportação, quer gás em circulação entre os pontos de interligação internacional.
- O balanço considerou ainda o nível de perdas e auto consumos nas infra-estruturas decorrente dos factores de ajustamento para perdas e auto consumos.

A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado para o segmento de consumo acima de 10 000 m³ por ano.

Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista para 2010-11 (t) no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³ nas redes de distribuição



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

3.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNGN PARA 2010-2011

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 2010-2011. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da rede de transporte e das redes de distribuição.

Quadro 3-1 - Balanco de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2010-2011

RNTGN	Balanco físico de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	24 057
	1.1 Campo Maior	24 057
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	38 027
	2.1 Injecções RNT	37 098
	2.2 Camião cisterna	929
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo	0
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	62 084
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	61 154
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo	0
	8 Centros electroprodutores	27 216
	9 Clientes industriais em AP	11 508
	10 Redes de distribuição (interligadas)	22 359
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	61 083
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	71
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	61 083

RNDGN	Balanco físico de gás natural na RNDGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	22.359
	16 Redes abastecidas por UAG	929
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	23.288
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	10.759
	19 Clientes em BP	12.470
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	59
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas)	23.288
	Saídas da RNDGN	
22=21-20	22 Total de saídas da RNDGN	23.230
	22.1 Beiragás	764
	22.2 Dianagás	52
	22.3 Dourogás	130
	22.4 Duriensegás	202
	22.5 Lisboa gás	5.731
	22.6 Lusitaniagás	7.195
	22.7 Medigás	86
	22.8 Paxgás	16
	22.9 Portgás	5.955
	22.10 Setgás	1.842
	22.11 Tagusgás	1.257

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 2010-2011

Unidades: n. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	1	0	14	15
Centros electroprodutores			4	4
Clientes Industriais	1		10	11
Clientes nas redes de distribuição	11	1 171 360	4 244	1 175 615
Beiragás	0	42 901	161	43 062
Dianagás	0	6 082	15	6 096
Sonorgás	0	12 355	53	12 408
Duriensegás	0	25 154	76	25 230
Lisboagás	2	484 069	870	484 941
Lusitaniagás	5	184 896	577	185 478
Medigás	0	15 335	28	15 363
Paxgás	0	4 245	7	4 252
Portgás/EDPgás	4	223 288	1 948	225 240
Setgás	0	143 944	160	144 104
Tagusgás	0	29 092	349	29 441
Total de consumidores de GN	12	1 171 360	4 257	1 175 629

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infra-estrutura e por agente comercializador de último recurso, assenta na caracterização de quantidades na perspectiva 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).

Quadro 3-3 - Balço comercial de energia no SNGN para 2010-2011

Unidades: GWh

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	2 006	0	36 718	38 724
Centros electroprodutores			27 216	27 216
Clientes Industriais	2 006		9 502	11 508
Clientes nas redes de distribuição	750	5 280	17 199	23 230
Beiragás	0	219	545	764
Dianagás	0	34	18	52
Sonorgás	0	69	61	130
Duriensegás	0	140	62	202
Lisboagás	208	1 903	3 620	5 731
Lusitaniagás	356	988	5 850	7 195
Medigás	0	57	29	86
Paxgás	0	12	4	16
Portgás/EDPgás	186	1 088	4 681	5 955
Setgás	0	538	1 303	1 842
Tagusgás	0	232	1 024	1 257
Total de consumidores de GN	2 757	5 280	53 917	61 954

Nas previsões do Balanço de Energia para 2010-2011 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 77% do consumo nacional estará no mercado livre. O segmento dos consumidores domésticos e pequenas empresas ainda não apresentará um desenvolvimento relevante do mercado livre. Importa referir que desde Janeiro de 2010 todos os consumidores são elegíveis para escolher o fornecedor de gás natural.

Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2010-2011

Estrutura de mercado			Estrutura de mercado		
Consumo			Número de clientes		
	ML	MR		ML	MR
Centros electroprodutores (RNT)	27 216	0	Centros electroprodutores (RNT)	4	0
Cientes > 10 000 m3	26 701	4 017	Cientes > 10 000 m3	4 253	1 335
RNT	9 502	2 006	RNT	10	1
RND	17 199	2 011	RND	4 244	1 334
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	0	4 020	Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	0	1 170 037
Total clientes	26 701	8 037	Total clientes	4 253	1 171 372
Total (inc. centros electroprodutores)	53 917	8 037	Total (inc. centros electroprodutores)	4 257	1 171 372

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			Estrutura de mercado		
Consumo			Número de clientes		
	ML	MR		ML	MR
Cientes > 10 000 m3	87%	13%	Cientes > 10 000 m3	76,1%	23,9%
RNT	83%	17%	RNT	90,5%	9,5%
RND	90%	10%	RND	76,1%	23,9%
Cientes BP < 10 000 m3	0%	100%	Cientes BP < 10 000 m3	0,0%	100,0%
Total	77%	23%	Total	0,4%	99,6%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

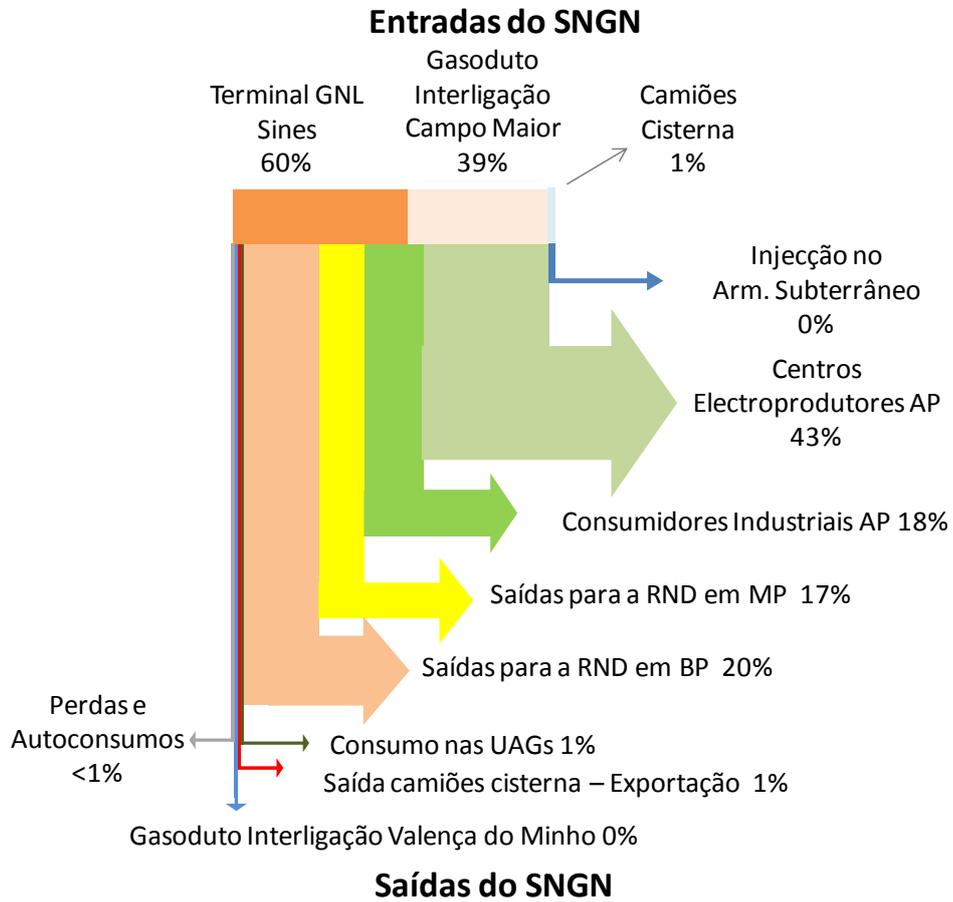
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

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 eléctricas no conjunto do consumo nacional de gás natural. Igualmente, salienta-se que os consumos verificados nas redes de distribuição correspondem na maioria ao mercado industrial. De facto, em Portugal, o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos.

Outro aspecto 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 3-2 - Fluxos de energia no SNGN em 2010-11



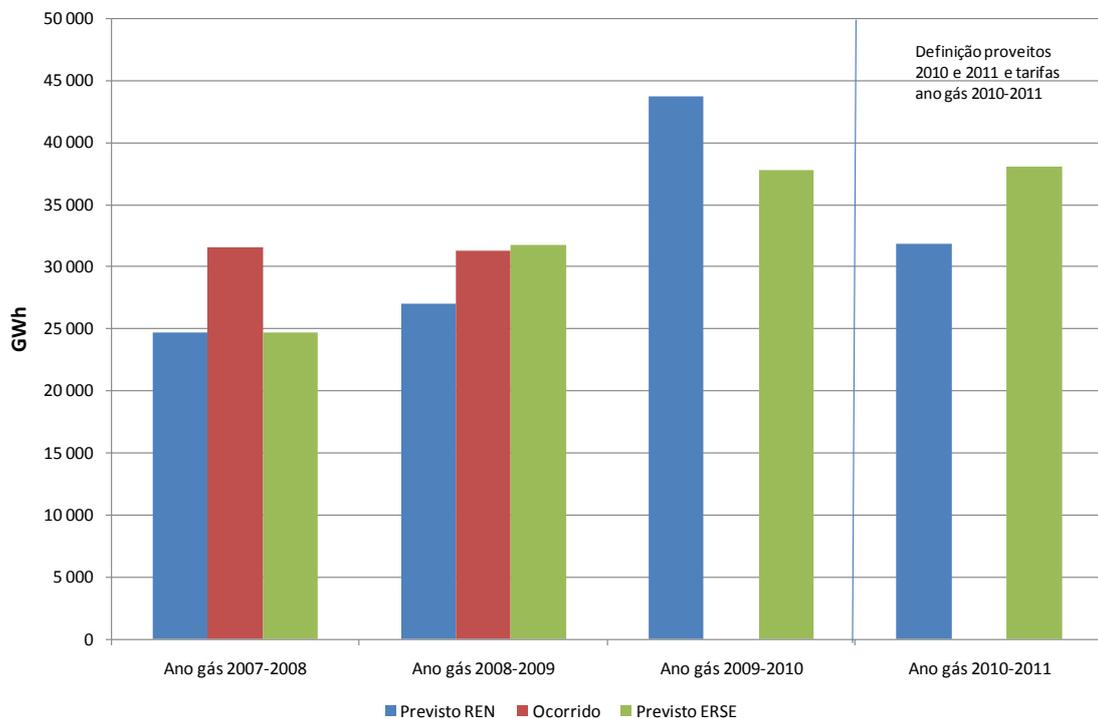
4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2010 E 2011

QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL

O elevado volume de investimento em curso no Terminal de GNL esteve na base de não extinguir o mecanismo de alisamento dos custos com capital utilizado ao longo do primeiro período regulatório nesta actividade. A análise das quantidades e dos investimentos levou a reduzir para 10 anos o período de alisamento.

As quantidades apuradas para definição do custo com capital alisado resultam da aplicação de forma proporcional do diferencial entre as previsões do balanço físico da empresa e as da ERSE para o ano t, para o período de alisamento. A Figura 4-1 compara a evolução das quantidades de gás natural saídas do Terminal desde o início da regulação, bem como os valores previstos para o ano gás 2010-2011.

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

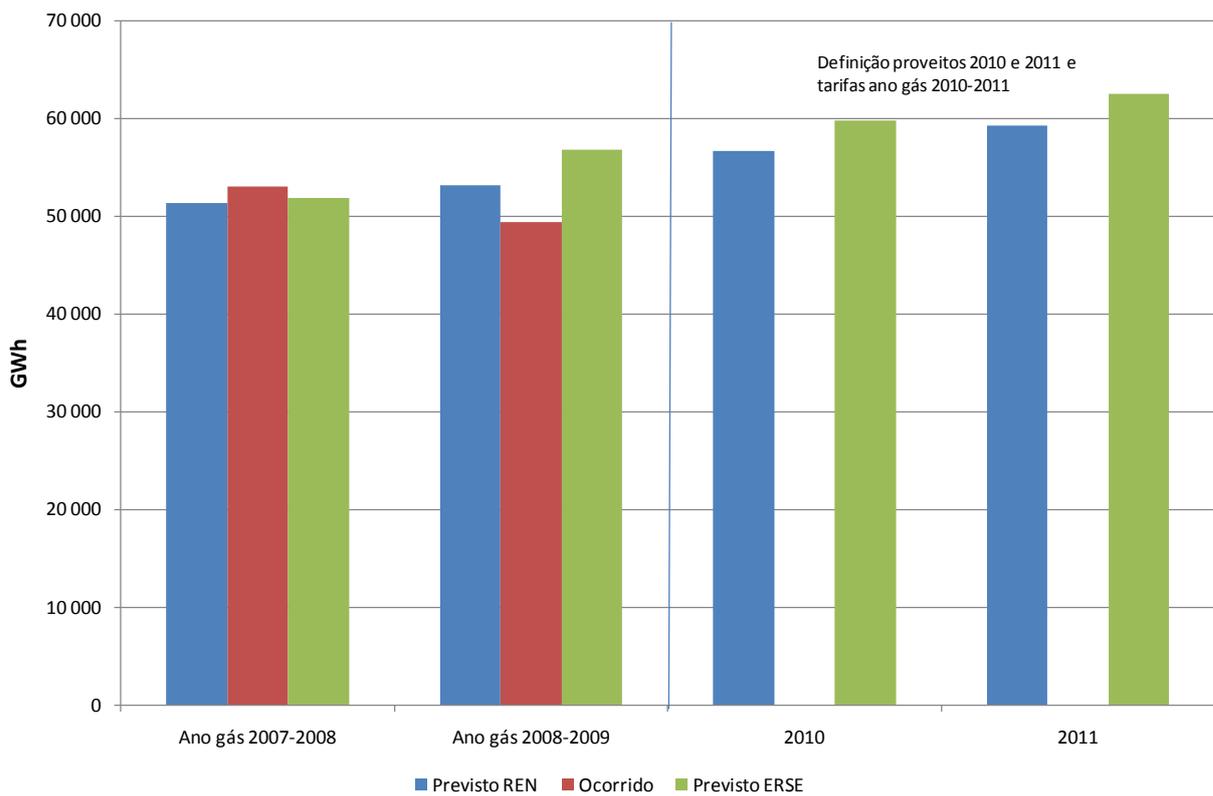


QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A partir do período regulatório que se iniciou no ano gás 2010-2011, terminou o alisamento do custo com capital para a actividade de Transporte de gás natural. A remuneração dos activos regulados é efectuada através da aplicação do custo de capital, não havendo qualquer influência das quantidades na definição dos custos com capital. Porém, sobre os custos de exploração são definidos em termos unitários pela aplicação de um custo médio eficiente. As quantidades apuradas para este efeito resultaram, como no caso anterior, da aplicação de forma proporcional do diferencial entre as previsões do balanço físico da empresa e as da ERSE para o ano t, neste caso para os anos 2010 e 2011.

A Figura 4-2 compara a evolução das quantidades de gás natural saídas da RNTGN desde o início da regulação, bem como os valores previstos para o ano gás 2010-2011.

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



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Tal como para o caso da actividade de Transporte de gás natural, na actividade de Distribuição de gás natural foi extinto o mecanismo de alisamento do custo com capital, utilizado ao longo do primeiro período regulatório.

Paralelamente, aplicou-se um novo mecanismo de regulação, baseado na definição de metas de eficiência para os custos de exploração. Neste novo quadro, assume-se que os custos de exploração variam parcialmente com a actividade, que por sua vez dependerá das quantidades de gás natural distribuídas e da evolução dos pontos de abastecimento.

Pelos motivos atrás expostos, aceitaram-se as previsões das empresas para os anos 2010 e 2011. Os quadros seguintes evidenciam os valores considerados para estas duas variáveis por operador.

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

	Unidade: GWh	
	2010	2011
Beiragás	717	922
Dianagás	50	54
Sonorgás	90	112
Duriensegás	202	213
Lisboagás	5 790	5 974
Lusitaniagás	7 412	7 474
Medigás	80	88
Paxgás	13	17
Portgás	5 837	5 955
Setgás	1 806	1 970
Tagusgás	1 224	1 290

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

	Unidade: pontos de abastecimento	
	2010	2011
Beiragás	42 462	44 316
Dianagás	5 687	6 507
Duriensegás	24 195	26 246
Lisboagás	494 521	505 351
Lusitaniagás	187 356	195 084
Medigás	14 755	15 962
Paxgás	3 740	4 762
Portgás	231 398	251 661
Setgás	146 560	152 595
Sonorgás	7 780	7 449
Tagusgás	28 188	30 693

Na Figura 4-3 e na Figura 4-4 comparam-se as previsões para 2010 e 2011 com os valores reais, que serviram de base à definição dos valores unitários dos custos de exploração.

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

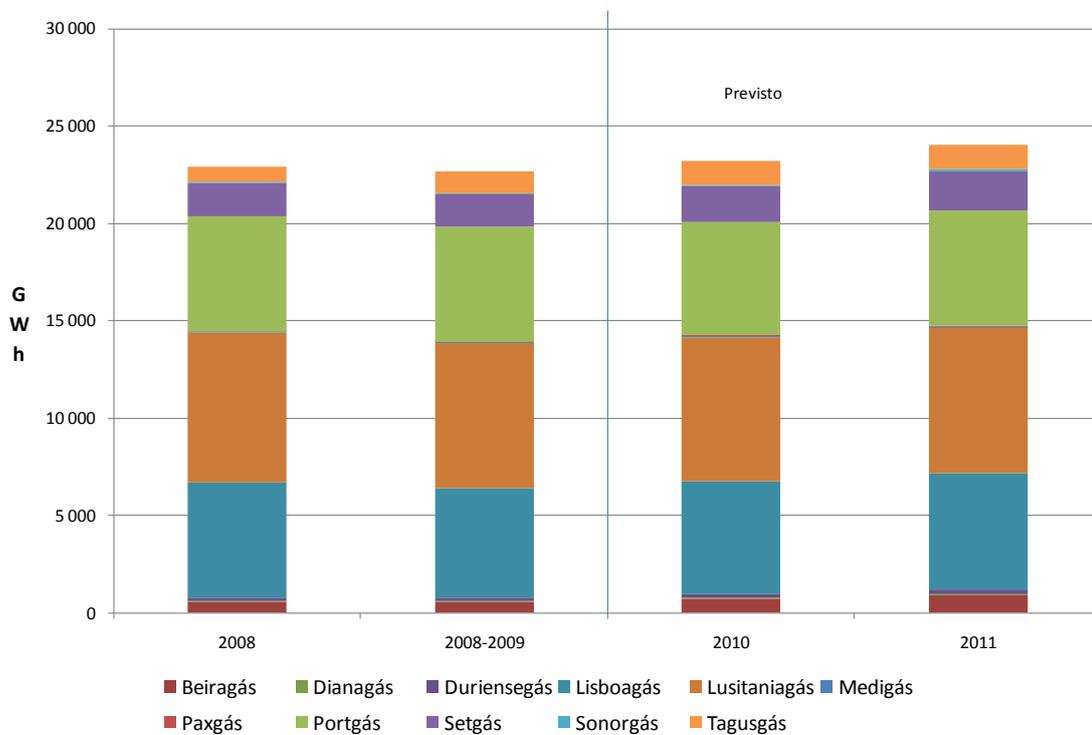
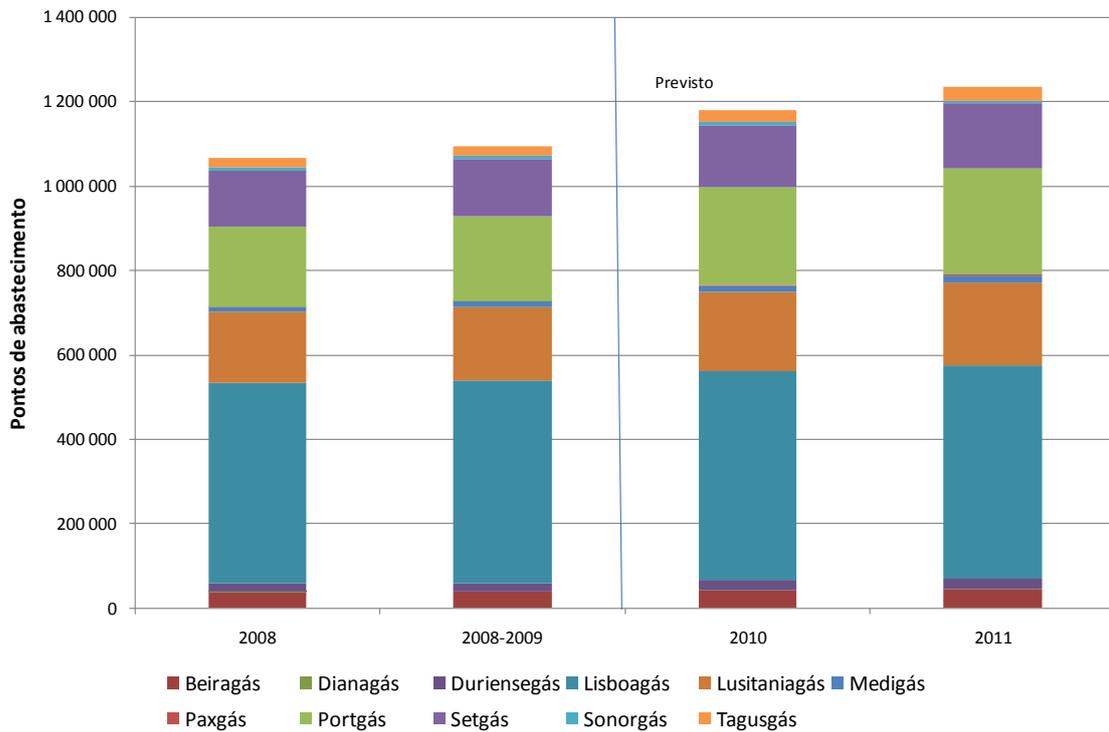


Figura 4-4 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DAS ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

O fim das tarifas de gás natural para consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³ conduziu, tal como referido anteriormente, a pressupor que estes consumidores saíssem para o mercado liberalizado na sua totalidade até o final do ano gás 2010-2011, de uma forma contínua e gradual.

Neste contexto, procedeu-se à revisão das previsões dos comercializadores de último recurso retalhistas, às previsões das empresas para os consumos acima de 10 000 m³ e o respectivo número de consumidores, aplicando-se um factor contínuo de saída para o mercado a partir de 2010. Para o comercializador de último recurso a grandes clientes, aplicou-se a mesma metodologia.

O Quadro 4-3 e o Quadro 4-4 apresentam os valores deste modo previsto para o número de clientes e a as quantidades de energia vendida por segmento.

Quadro 4-3 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

	N.º clientes (Valor médio)	
	2010	2011
CURgc	21	3
CURr Total	1 166 420	1 193 848
CURr < 10000	1 163 944	1 193 465
CURr > 10000	2 476	383
Total CURG	1 166 441	1 193 851

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

	Unidade: GWh	
	2010	2011
CURgc	4 937	804
CURr Total	7 202	4 512
CURr < 10000	4 778	4 188
CURr > 10000	2 424	325
Total CURG	12 139	5 316

À actividade de comercialização de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) foram aplicadas, tal como no caso da actividade de Distribuição de gás natural, metas de eficiência sobre os custos de exploração para os anos 2010 e 2011. Neste caso também, considera-se que estes custos variam parcialmente com a actividade, sendo que os indutores considerados são a quantidade de energia vendida e o número de clientes.

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

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

	Unidade: GWh					
	2010			2011		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	164	188	352	172	20	191
Dianagás	19	26	45	21	4	25
Sonorgás	31	53	84	32	10	41
Duriensegás	99	83	182	108	11	119
Lisboagás	1 610	797	2 408	1 587	112	1 699
Lusitaniagás	633	799	1 432	652	106	758
Medigás	36	35	72	40	5	45
Paxgás	7	5	12	10	1	11
EDP Gás	1 712	0	1 712	1 088	0	1 088
Setgás	398	294	693	403	34	437
Tagusgás	68	144	212	74	23	97
Total	4 778	2 424	7 202	4 188	325	4 512

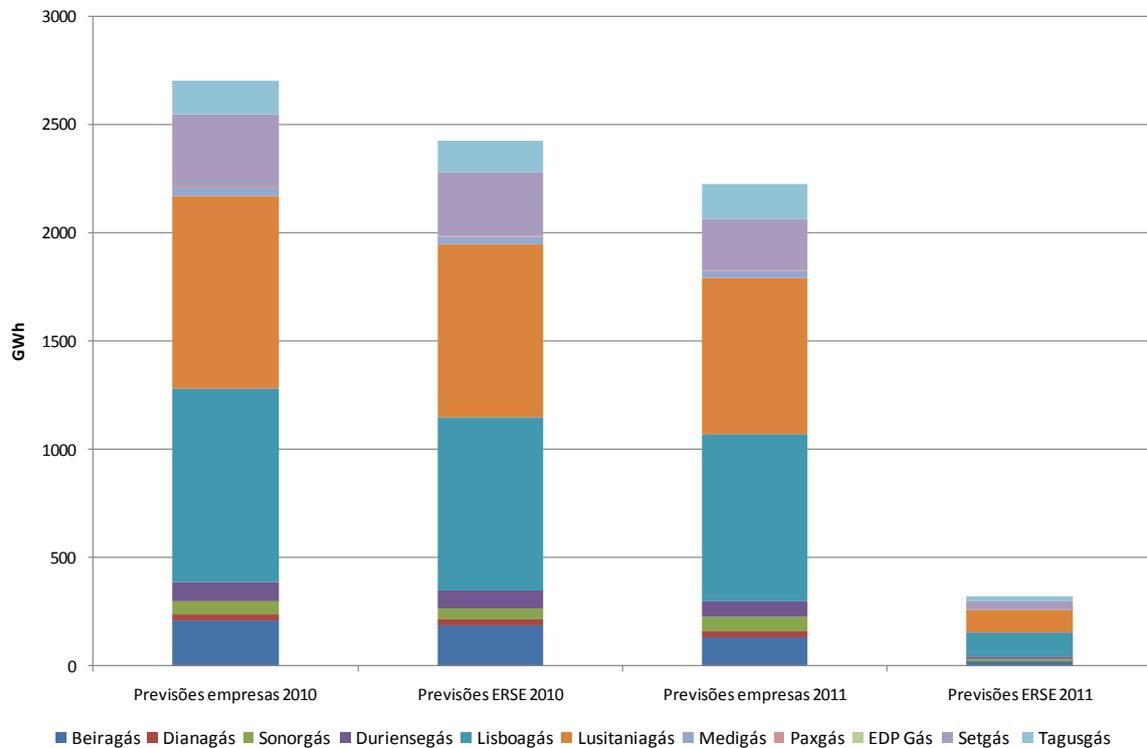
Quadro 4-6 - Nº de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: n.º cliente

	2010			2011		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	41 917	191	42 108	43 663	33	43 696
Dianagás	5 661	20	5 681	6 481	2	6 483
Sonorgás	10 412	309	10 721	16 551	62	16 613
Duriensegás	24 069	102	24 171	26 117	18	26 135
Lisboagás	485 474	913	486 387	481 713	128	481 841
Lusitaniagás	183 978	541	184 519	185 254	74	185 328
Medigás	14 712	35	14 747	15 914	7	15 921
Paxgás	3 728	9	3 737	4 749	1	4 750
EDP Gás	223 288	0	223 288	237 583	0	237 583
Setgás	142 737	164	142 901	144 978	23	145 001
Tagusgás	27 967	187	28 154	30 459	31	30 490
Total	1 163 943	2 471	1 166 414	1 193 462	379	1 193 841

A Figura 4-5 compara as previsões das empresas e da ERSE para a energia prevista ser vendida pelos CURr aos consumidores acima de 10 000 m³, evidenciando o efeito da consideração por parte da ERSE do fim das tarifas de venda a clientes finais para este segmento de consumo.

Figura 4-5 - Comparação entre a energia prevista ser vendida pelos CUR e pela ERSE para 2010 e 2011 para consumos acima de 10 000 m³



5 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRA-ESTRUTURAS

Em Fevereiro de 2010, no contexto da regulação económica do sector do gás natural, foi publicado pela ERSE o Regulamento Tarifário para o Gás Natural. Da aplicação do regulamento decorrem alterações das variáveis de facturação utilizadas, com efeito a partir de 1 de Julho de 2010.

Dessas alterações destacam-se:

- Denominação dos períodos de vazio e de fora de vazio para todas as variáveis de facturação onde seja feita a diferenciação dos períodos tarifários.
- Variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte
 - Pontos de entrada
 - Capacidade utilizada (tarifa base).
 - Energia no período fora de vazio (opção de curtas durações).
 - Pontos de saída
 - Capacidade utilizada, Energia fora de vazio e Energia em vazio (tarifa base e tarifa de curtas utilizações).
 - Energia fora de vazio e Energia em vazio (opção de curtas durações).
- Na facturação da tarifa de Uso Global do Sistema existem duas parcelas (denominadas UGS Parcela I e UGS Parcela II) discriminando as entregas de gás natural aos centros electroprodutores (UGS Parcela I) das restantes entregas de gás natural (UGS Parcela I + UGS Parcela II).
- Na actividade de comercialização foi introduzido um termo variável, dependente da energia consumida, resultando numa tarifa de comercialização binómia.

5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRA-ESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

A utilização da rede de transporte e das infra-estruturas de alta pressão é especialmente afectada pela dinâmica do mercado grossista no que diz respeito aos preços da energia nos mercados internacionais (ou 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.

Os factos mais relevantes com incidência na utilização da rede de transporte e das infra-estruturas de alta pressão que se prevêem o ano gás 2010-2011 são os seguintes:

- Entrada em exploração de uma nova central de ciclo combinado a gás natural, no Pego (Abrantes), com cerca de 800 MW de potência eléctrica instalada. Assume-se que esta central entra em funcionamento durante o ano gás 2010-2011.
- Na utilização da Rede de Transporte assume-se que não haverá trânsito de gás entre os vários pontos de entrada (interligações internacionais, Terminal GNL e Armazenamento subterrâneo) e os vários pontos de saída (Interligações internacionais e Terminal GNL). Não se prevê quantidades associadas à opção de curtas durações.
- Na utilização da Rede de Transporte não se prevê quantidades na tarifa de Curtas Utilizações, assumindo-se que não haverá clientes ligados à rede de transporte de alta pressão com esta opção tarifária.
- Para as quantidades previstas nos vários pontos de entrada da RNT assume-se a capacidade máxima prevista nas infra-estruturas, quer no Terminal de Sines, quer na interligação em Campo Maior.
- 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 da aplicação de factores multiplicativos aos valores verificados no ano gás 2008-2009. Em relação à capacidade utilizada e à energia armazenada assumem-se para 2010-2011 os valores verificados no ano gás 2008-2009.

A previsão de quantidades nas infra-estruturas de Alta Pressão baseou-se no histórico obtido no ano gás 2008-2009 ($t-2$). A estrutura de quantidades prevista para o ano gás 2010-2011 (t) resulta do escalamento das quantidades registadas no ano gás $t-2$ para o volume de energia determinado na previsão global da procura por infra-estrutura. Esta metodologia foi ainda completada com a integração de nova informação de detalhe sobre os factos mais relevantes que justificam uma alteração global do comportamento da procura mencionados anteriormente.

5.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

5.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA

A ERSE não recebeu atempadamente, dos vários agentes de mercado (operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso retalhistas) informação sobre a caracterização

desagregada das quantidades referentes ao ano gás 2008-2009¹, pelo que a análise de quantidades de gás na rede de distribuição foi determinada a partir da informação previsional para o SNGN em 2009-2010.

Esta caracterização inclui as quantidades numa perspectiva global do consumo, bem como as quantidades associadas às variáveis de facturação 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 facturação 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 facturação aplicáveis a cada segmento de consumidores.

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

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

Aos clientes nas redes de distribuição em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 1 milhão de m³ é permitida a opção pelas tarifas de Média Pressão (quer na tarifa de acesso às redes quer na tarifa de venda a clientes finais). Assim, a caracterização da procura considerou que estes clientes exercem essa opção.

FACTURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (KWH)

Para garantir uma maior comparabilidade entre preços dos diferentes vectores energéticos, a ERSE definiu a sua publicação em unidades de energia (kWh) em vez de volume (m³). Esta comparabilidade dos preços é importante quer entre formas de energia diferentes, como a electricidade, quer entre

¹ A Tagusgás e o CUR Grossista foram excepções, tendo enviado os mapas de quantidades facturadas por termo tarifário.

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 directamente 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 factura, 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.

Nos consumidores domésticos, por exemplo, 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 facturação, para aplicação das tarifas por actividade 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 96,3% para fora de vazio nos fornecimentos de BP< e de 95,7% para fora de vazio nos fornecimentos em BP> e MP. Registe-se que atendendo ao período de fora de vazio definido para o uso da rede de distribuição, correspondente aos meses de Setembro a Julho, a relação mínima entre energia de fora de vazio e energia anual caso o consumo fosse uniforme ao longo do ano seria de 91,7%. Na prática, a redução do consumo nas redes de distribuição no mês de Agosto reflecte-se num valor superior para esta relação.

A modulação da capacidade utilizada define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, medindo-se em dias. Na ausência de informação de leitura sobre o consumo diário na maior parte dos consumidores, estima-se a capacidade utilizada a partir do seu consumo anual, através do parâmetro modulação, a saber:

- Consumos ≤ 10 mil m^3 /ano – modulação entre 24 a 33 dias
- 10 mil m^3 /ano $<$ consumos ≤ 100 mil m^3 /ano – modulação de 60 dias
- 100 mil m^3 /ano $<$ consumos $\leq 2\,000$ mil m^3 /ano – modulação de 150 dias
- Consumos $\geq 2\,000$ mil m^3 /ano – modulação de 200 dias

Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o factor de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário na metodologia de cálculo da tarifa de uso da rede de distribuição em Média Pressão (artigo 111.º, expressão 140). Este factor 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 factor.

5.2.3 UTILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO NACIONAIS

Além da caracterização da procura, discriminada por infra-estrutura, 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 actividade. 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 actividade utiliza um perfil de consumo nacional garantindo que também as tarifas por actividade, convertidas no referencial de aplicação dos preços aos consumidores, apresentam preços uniformes em todo o país.

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

5.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A caracterização da procura no âmbito das tarifas de venda a clientes finais coincide com a procura para efeitos da tarifa de acesso às redes. De facto, a procura na perspectiva 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.

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

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

Considerou-se que no final do ano gás 2010-2011 não existirão clientes dos comercializadores de último recurso no segmento de consumo acima de 10 000 m³/ano.

5.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

O Decreto-Lei n.º 140/2006, retira os centros electroprodutores em regime ordinário do âmbito da comercialização de último recurso. Assim, o sector de gás natural em Portugal inicia a sua fase de liberalização progressiva desde logo com metade do consumo de gás em regime de mercado livre. Desde 1 de Janeiro de 2010 que todos os consumidores de gás natural podem escolher o seu fornecedor.

Apesar de o mercado já estar totalmente liberalizado considera-se que essa liberalização está ainda numa fase inicial, não se prevendo clientes do segmento de consumo abaixo de 10 000 m³/ano. No final do ano gás 2010-2011 a totalidade dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ estarão a ser fornecidos no mercado livre, no seguimento do processo de extinção das tarifas de venda a clientes finais para clientes com consumos de gás superiores a 10 000 m³/ano.

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

6 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2010-2011

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

6.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE

6.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

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

Quadro 6-1 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL					
	Capacidade utilizada	Energia Recepção	Energia Regaseificação	Número de carregamentos	Energia armazenada*
	(kWh/dia)/mês	(MWh)	(MWh)		MWh/dia
Entregas à RNTGN	149 011 063	37 097 713	37 097 713		975 778
Entregas a camiões cisterna		929 287		3 049	20 319
Entregas à RNTGN - Curta Duração		0	0		0

* Valor médio diário

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 6-2 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Energia injectada	Energia extraída	Energia armazenada*
	(MWh)	(MWh)	MWh/dia
Entregas OAS	0	0	1 958 284

* Valor médio diário

6.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	
	Capacidade utilizada
	(kWh/dia)/mês
Interligações internacionais - Campo Maior	122 395 296
Interligações internacionais - Valença	0
Terminal GNL	149 011 063
Armazenamento Subterrâneo	0

Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de entrada

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

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)			
	Capacidade utilizada (kWh/dia)/mês	Energia	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0	0	0
Interligações internacionais - Valença	0	0	0
Terminal GNL	0	0	0
Entregas a Clientes em AP	179 751 930	29 472 175	9 252 090
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	0	0	0
Entregas aos operadores da rede	132 243 938	18 303 468	4 985 020

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de saída

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

6.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar aos produtores de electricidade em regime ordinário (UGS Parcela I) e para as restantes entregas da RNTGN (UGS Parcela I e UGS Parcela II).

Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA (Parcela I)	
	Energia
	(MWh)
Entregas da RNTGN	61 083 467
Entregas às UAG	929 287
Entregas aos ORD	23 288 488

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA (Parcela II)	
	Energia
	(MWh)
Entregas da RNTGN	33 867 467
Entregas às UAG	929 287
Entregas aos ORD	23 288 488

6.2 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE 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 2010-2011 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	Leitura		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
	Diária	Mensal			
	(nº clientes)				
URD _{MP}	172	1 266	21 942 209	1 202 263	115 377 987
URD _{MP} - Curtas utilizações	2		80 583	29 386	2 480 920
URD _{BP>}	0	4 137	3 094 329	134 025	30 398 648
URD _{BP<}	1 170 037		3 870 304	149 301	151 325 704

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 6-10 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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	23 270 719

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 6-11 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia	23 270 719

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

6.3.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA AOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS E GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa transitória de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas e grandes clientes.

Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa transitória de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas e grandes clientes

TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	8 059 247

6.3.2 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa transitória de Energia para grandes clientes.

Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa transitória de Energia para grandes clientes

TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES	ENERGIA
Energia (MWh)	2 757 462

6.3.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas.

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos até 10 000 m ³ /ano (MWh)	4 036 095
Fornecimentos acima de 10 000 m ³ /ano (MWh)	1 265 689

6.3.4 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO A GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa transitória de Comercialização de último recurso transitória a grandes clientes.

Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa transitória de Comercialização a grandes clientes

TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO A GRANDES CLIENTES	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	12
Termo de Energia (MWh)	2 756 937

6.3.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das tarifas de Comercialização de último recurso retalhista. A tarifa de comercialização de último recurso retalhista a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ é transitória.

Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa de Comercialização em BP, para consumos inferiores a 10 000 m³ (n) por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	1 170 037
Termo de Energia (MWh)	4 019 605

Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para a Tarifa transitória de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m³ (n) por ano

TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m ³ E < 2 MILHÕES m ³		QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)		1 323
Termo de Energia (MWh)		1 260 518

6.4 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.4.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A GRANDES CLIENTES

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes (clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³), em função das redes a que estão ligados.

6.4.1.1 GRANDES CLIENTES LIGADOS À REDE DE TRANSPORTE

Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Alta Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM ALTA PRESSÃO				Transgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	1	1 481 557	524 902	10 032 297
Curtas utilizações	0	0	0	0

6.4.1.2 GRANDES CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2.000.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO > 2 000 000 m ³ /ano				Transgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	11	702 458	48 019	3 752 387
Curtas utilizações	0	0	0	0

6.4.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Retalhistas.

Quadro 6-20 - Resumo das quantidades da Tarifa de Venda a Clientes Finais em BP, para consumos inferiores a 10 000 m³ (n) por ano

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	146 915	42 790
Dianagás	20 108	6 071
Duriensegás	98 198	25 093
Lisboagás	1 515 682	483 594
Lusitaniagás	592 728	184 617
Medigás	38 525	15 313
Paxgás	9 347	4 239
EDPgás SU	1 088 201	223 288
Setgás	400 643	143 858
Sonorgás	37 275	12 172
Tagusgás	71 983	29 002
Total BP<	4 019 605	1 170 037

6.4.2.1 BEIRAGÁS

Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Beiragás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m3 POR ANO				BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	24 695	42 478	
Escalão 2	221 - 500	10 615	39 657	
Escalão 3	501 - 1 000	7 015	49 825	
Escalão 4	1 001 - 10 000	465	14 955	

Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m3 POR ANO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	68	10 785	682	
	≥ 100 001	43	56 938	3 602	

Quadro 6-23 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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
		(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.4.2.2 DIANAGÁS

Quadro 6-24 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Dianagás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	5 567	10 175	
Escalão 2	221 - 500	185	638	
Escalão 3	501 - 1 000	94	737	
Escalão 4	1 001 - 10 000	225	8 557	

Quadro 6-25 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	6	647	36	
	≥ 100 001	5	12 473	702	

Quadro 6-26 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás

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

6.4.2.3 DURIENSEGÁS

Quadro 6-27 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Duriensegás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	13 094	23 407	
Escalão 2	221 - 500	6 924	25 274	
Escalão 3	501 - 1 000	4 445	33 685	
Escalão 4	1 001 - 10 000	630	15 832	

Quadro 6-28 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)
Diária	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	38	8 303	525
	≥ 100 001	23	30 931	1 957

Quadro 6-29 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

6.4.2.4 LISBOAGÁS

Quadro 6-30 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - LisboaGás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m3 POR ANO				LISBOAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	203 975	446 584	
Escalão 2	221 - 500	241 925	679 519	
Escalão 3	501 - 1 000	35 924	306 392	
Escalão 4	1 001 - 10 000	1 770	83 188	

Quadro 6-31 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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
Mensal	10 000 - 100 000	367	71 614	3 206	
	≥ 100 001	107	298 891	13 381	

Quadro 6-32 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.4.2.5 LUSITANIAGÁS

Quadro 6-33 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Lusitaniagás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				LUSITANIAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	77 032	132 085	
Escalão 2	221 - 500	87 029	246 375	
Escalão 3	501 - 1 000	19 590	168 515	
Escalão 4	1 001 - 10 000	965	45 753	

Quadro 6-34 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	168	39 659	1 765	
	≥ 100 001	111	338 733	15 078	

Quadro 6-35 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.4.2.6 MEDIGÁS

Quadro 6-36 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Medigás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	15 008	28 532	
Escalão 2	221 - 500	36	192	
Escalão 3	501 - 1 000	0	0	
Escalão 4	1 001 - 10 000	269	9 801	

Quadro 6-37 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	8	1 079	44	
	≥ 100 001	14	16 636	684	

Quadro 6-38 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás

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

6.4.2.7 PAXGÁS

Quadro 6-39 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Paxgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	4 082	5 055	
Escalão 2	221 - 500	41	216	
Escalão 3	501 - 1 000	26	274	
Escalão 4	1 001 - 10 000	90	3 802	

Quadro 6-40 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	6	2 516	93	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-41 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.4.2.7.1 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-42 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - EDP Gás SU

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m3 POR ANO				EDP GÁS SU
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	49 102	46 045	
Escalão 2	221 - 500	93 543	340 550	
Escalão 3	501 - 1 000	77 574	638 302	
Escalão 4	1 001 - 10 000	3 068	63 303	

Quadro 6-43 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

Quadro 6-44 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	0	0	0	0
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

6.4.2.8 SETGÁS

Quadro 6-45 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Setgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m3 POR ANO				SETGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	62 383	108 851	
Escalão 2	221 - 500	70 478	205 429	
Escalão 3	501 - 1 000	10 412	67 411	
Escalão 4	1 001 - 10 000	586	18 952	

Quadro 6-46 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	61	14 669	748	
	≥ 100 001	25	116 322	5 931	

Quadro 6-47 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.4.2.9 SONORGÁS

Quadro 6-48 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Sonorgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	9 596	22 033	
Escalão 2	221 - 500	1 685	4 916	
Escalão 3	501 - 1 000	707	4 124	
Escalão 4	1 001 - 10 000	184	6 202	

Quadro 6-49 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				SONORGÁS	
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
Mensal	10 000 - 100 000	174	19 619	766	
	≥ 100 001	9	10 574	413	

Quadro 6-50 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.4.2.10 TAGUSGÁS

Quadro 6-51 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP< - Tagusgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10 000 m3 POR ANO				TAGUSGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	17 339	24 329	
Escalão 2	221 - 500	9 490	24 721	
Escalão 3	501 - 1 000	1 471	9 457	
Escalão 4	1 001 - 10 000	702	13 477	

Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m3 POR ANO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)
			(MWh)	(MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	54	13 173	337	
	≥ 100 001	36	143 333	3 671	

Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2010-2011 para as Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás

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

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

6.5.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDE

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores de rede. No caso dos consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³, são apresentadas as quantidades por escalão de consumo.

6.5.1.1 REDE DE TRANSPORTE

Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	15	9 252 090	29 472 175	179 751 930
Curtas utilizações	0	0	0	0

6.5.1.2 BEIRAGÁS

Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Beiragás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	24 695	42 478	
Escalão 2	221 - 500	10 615	39 657	
Escalão 3	501 - 1 000	7 015	49 825	
Escalão 4	1 001 - 10 000	465	14 955	

Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	142	33 186	2 020	
	≥ 100 001	68	94 030	5 817	

Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		9	376 046	20 017	1 980 311
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	54	81 174	4 846	

6.5.1.3 DIANAGÁS

Quadro 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Dianagás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO			DIANAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia
		(nº clientes)	(MWh)
Escalação 1	0 - 220	5 567	10 175
Escalação 2	221 - 500	185	638
Escalação 3	501 - 1 000	94	737
Escalação 4	1 001 - 10 000	225	8 557

Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	13	1 508	82	
	≥ 100 001	7	17 681	978	

Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 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)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	5	11 397	605	

6.5.1.4 DURIENSEGÁS

Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Duriensegás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO			DURIENSEGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	13 094	23 407	
Escalão 2	221 - 500	6 924	25 274	
Escalão 3	501 - 1 000	4 445	33 685	
Escalão 4	1 001 - 10 000	630	15 832	

Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 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)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	85	20 741	1 268	
	≥ 100 001	32	45 463	2 824	

Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 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)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	20	31 802	1 899	

6.5.1.5 LISBOAGÁS

Quadro 6-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Lisboaagás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO			LISBOAGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	203 975	446 584	
Escalão 2	221 - 500	241 925	679 519	
Escalão 3	501 - 1 000	35 924	306 392	
Escalão 4	1 001 - 10 000	1 770	83 188	

Quadro 6-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - LisboaGás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1 018	215 283	9 281	
	≥ 100 001	167	486 952	21 333	

Quadro 6-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - LisboaGás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		30	2 777 276	204 103	14 906 896
Curtas utilizações		1	52 823	19 263	1 667 038
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	131	411 566	17 404	

6.5.1.6 LUSITANIAGÁS

Quadro 6-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Lusitaniagás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	77 032			132 085
Escalão 2	221 - 500	87 029			246 375
Escalão 3	501 - 1 000	19 590			168 515
Escalão 4	1 001 - 10 000	965			45 753

Quadro 6-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	471	115 922	4 972	
	≥ 100 001	174	543 020	23 668	

Quadro 6-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		80	5 112 932	335 434	27 241 827
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	137	447 076	18 798	

6.5.1.7 MEDIGÁS

Quadro 6-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Medigás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO			MEDIGÁS	
Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	15 008	28 532	
Escalão 2	221 - 500	36	192	
Escalão 3	501 - 1 000	0	0	
Escalão 4	1 001 - 10 000	269	9 801	

Quadro 6-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	11	1 467	59	
	≥ 100 001	22	25 232	1 018	

Quadro 6-72 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	17	18 812	730	

6.5.1.8 PAXGÁS

Quadro 6-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Paxgás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO			PAXGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	4 082	5 055	
Escalão 2	221 - 500	41	216	
Escalão 3	501 - 1 000	26	274	
Escalão 4	1 001 - 10 000	90	3 802	

Quadro 6-74 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	13	6 412	228	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Paxgás

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

6.5.1.9 PORTGÁS

Quadro 6-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Portgás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO			EDP GÁS SU	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	49 102	46 045	
Escalão 2	221 - 500	93 543	340 550	
Escalão 3	501 - 1 000	77 574	638 302	
Escalão 4	1 001 - 10 000	3 068	63 303	

Quadro 6-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				EDP GÁS SU	
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
Mensal	10 000 - 100 000	791	330 263	14 457	
	≥ 100 001	353	567 137	24 826	

Quadro 6-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				EDP GÁS SU	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		36	2 484 195	150 663	13 174 291
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	772	1 241 163	54 332	

6.5.1.10 SETGÁS

Quadro 6-79 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Setgás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO			SETGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	62 383	108 851	
Escalão 2	221 - 500	70 478	205 429	
Escalão 3	501 - 1 000	10 412	67 411	
Escalão 4	1 001 - 10 000	586	18 952	

Quadro 6-80 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ 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)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	167	42 714	2 098	
	≥ 100 001	39	186 070	9 290	

Quadro 6-81 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 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)	
Diária		10	976 278	64 624	5 204 509
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	30	152 642	7 349	

6.5.1.11 SONORGÁS

Quadro 6-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Sonorgás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO			SONORGÁS	
Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	9 596	22 033	
Escalão 2	221 - 500	1 685	4 916	
Escalão 3	501 - 1 000	707	4 124	
Escalão 4	1 001 - 10 000	184	6 202	

Quadro 6-83 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO				SONORGÁS	
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
Mensal	10 000 - 100 000	215	37 354	1 421	
	≥ 100 001	13	23 579	893	

Quadro 6-84 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 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 (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	8	28 461	1 050	

6.5.1.12 TAGUSGÁS

Quadro 6-85 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em BP< - Tagusgás

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10 000 m ³ POR ANO			TAGUSGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	17 339	24 329	
Escalão 2	221 - 500	9 490	24 721	
Escalão 3	501 - 1 000	1 471	9 457	
Escalão 4	1 001 - 10 000	702	13 477	

Quadro 6-86 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 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)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	258	45 766	1 127	
	≥ 100 001	79	254 551	6 364	

Quadro 6-87 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2011 em MP - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		7	559 679	30 224	2 949 517
Curtas utilizações		1	27 760	10 123	813 882
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	94	243 399	5 894	

7 PERÍODOS TARIFÁRIOS

7.1 PERÍODO DE FORA DE VAZIO NA REDE DE TRANSPORTE

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

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

Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNTGN para o ano gás 2010-2011

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

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

7.2 PERÍODO DE FORA DE VAZIO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

Quadro 7-2 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2010-2011

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

8 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

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

Os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infra-estrutura, 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 factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2010-2011, foi enviada pela REN Gasodutos, relativamente às infra-estruturas da RNTIAT, não tendo sido contemplados os valores referentes à RNDGN, nomeadamente as UAG e as redes de distribuição em MP e BP.

Este procedimento corresponde a um incumprimento daquilo que se encontra estabelecido no RARII por parte dos operadores das redes de distribuição que deveriam ter enviado atempadamente, ao operador da rede de transporte, no âmbito da sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, as suas propostas de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos das respectivas infra-estruturas, de modo a permitir o envio à ERSE, por parte da REN Gasodutos, de uma proposta consolidada e coordenada dos referidos factores de ajustamento. Todo este processo deveria ter decorrido até ao passado dia 15 de Dezembro.

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 – quando contactados pela ERSE, referiram que, dada a pouca experiência adquirida nesta matéria, propunham manter os valores dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as UAG e redes de distribuição em MP e BP que estão em vigor no ano gás 2009-2010.

Os factores 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 infra-estruturas da RPGN, de modo a garantir a entrega do gás natural necessário ao abastecimento dos consumos previstos para os respectivos 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 infra-estrutura, nos termos do Regulamento Tarifário.

Sendo desejável a manutenção da estabilidade tarifária e dos respectivos parâmetros onde se incluem os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, a ERSE considera desejável que os

operadores das infra-estruturas efectuem estudos de acompanhamento destes factores nas diferentes infra-estruturas.

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

O operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, apresentou os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos para a RNTGN, para o terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e para o armazenamento subterrâneo de gás natural, para o ano gás 2010-2011, apresentados no Quadro 8-1.

Quadro 8-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos

Infra-estrutura	Factor de ajustamento (%)
RNTGN	0,11
Terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0
Armazenamento subterrâneo	0,87

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

8.1.1 FACTOR 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 factor final de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Purgas e Fugas – gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma incontrolada resultante de incidentes que afectam a infra-estrutura.
- Autoconsumos – consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, com medida associada.

A proposta de valores para o ano gás de 2010-2011 teve por base os valores de perdas e autoconsumos determinados para os anos gás 2007-2008 e 2008-2009.

Os valores das perdas resultantes de purgas verificadas na RNTGN nos anos gás 2007-2008 e 2008-2009 foram 726 MWh e 273 MWh, respectivamente. Por outro lado, o valor das perdas resultantes

de autoconsumos verificados na RNTGN nos anos gás 2007-2008 e 2008-2009 foram 59 041 MWh e 58 166 MWh, respectivamente.

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 factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN para o ano gás de 2010-2011, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 8-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG nos anos gás 2007-2008 e 2008-2009

Parcela	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009
Purgas e Fugas	726	273
Autoconsumos	59 041	58 166
Perdas totais	59 767	58 439
Saídas da RNTGN	52 334 525	50 039 744
Factor de ajustamento (%)	0,11	0,12

Nota:Valores em MWh

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

Pela proximidade dos valores e por questões de continuidade, o valor proposto pela REN Gasodutos para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN, para o ano gás 2010-2011 é igual ao aprovado pela ERSE para os anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010, sendo 0,11%.

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

O mecanismo de determinação de perdas e autoconsumos no terminal de GNL, descrito no documento apresentado pela REN Gasodutos, resulta de purgas e queima de gás natural que devem ser contabilizadas e utilizadas na determinação do factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura.

PURGAS E QUEIMA DE GÁS NATURAL

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

- Purgas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto na infra-estrutura do terminal.
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas do terminal, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás.
- Purgas controladas resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV-Pressure safety valves”), necessárias à regulação das pressões máximas de serviço dos equipamentos do terminal.

O valor das perdas resultantes de purgas e queima de gás natural no terminal de gás natural no ano gás 2007-2008 foi de 401 MWh, resultante de actividades de manutenção programada, efectuadas nos dias 18 de Dezembro de 2007 e 18 de Março de 2008. No entanto, no ano gás 2008-2009 não se realizaram manutenções deste tipo.

PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No Quadro 8-3 apresenta-se uma síntese do valor referido anteriormente, assim como as quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos quais resulta a proposta de factor de compensação de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura para o ano gás 2010-2011, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 8-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007-2008 e 2008-2009

Parcela	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009
Purgas e queima de gás natural	401	0
Saídas do terminal	31 576 041	31 259 065
Factor de ajustamento (%)	0	0

Valores em MWh

O valor proposto para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos do terminal de gás natural para o ano gás 2010-2011 corresponde ao valor adoptado no ano gás 2008-2009, o qual corresponde a 0% sobre o valor das saídas (gás natural e GNL).

8.1.3 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

De acordo com o mecanismo proposto pela REN Gasodutos, as perdas e autoconsumos globais de gás natural no armazenamento subterrâneo resultam do efeito conjugado de quatro parcelas que devem ser quantificadas individualmente e utilizadas na determinação do factor global de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Autoconsumos no processo de injeção – consumos próprios do processo de injeção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos no processo de extracção – consumos próprios do processo de extracção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos em “stand-by” – consumos próprios da infra-estrutura em regime de “stand-by”, com medida associada;
- Purgas e Fugas – gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma incontrolada resultante de incidentes que afectam a infra-estrutura.

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 accionamento 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 e 2008-2009.

Quadro 8-4 - Dados reais disponíveis para a injeção

Período	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009
Autoconsumo	6 053	11 092
Gás injectado	904 675	1 468 165
Factor de ajustamento (%)	0,67	0,76

Valores em MWh

8.1.3.2 AUTOCONSUMOS NO PROCESSO DE EXTRACÇÃO

O processo de extracção do armazenamento subterrâneo utiliza o gás natural como combustível para as operações de aquecimento e secagem necessárias para a movimentação do gás natural do parque de cavernas para a RNTGN.

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

Quadro 8-5 - Dados reais de extracção

Período	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009
Autoconsumo	1 076	632 166
Gás injectado	947 720	439 827
Factor de ajustamento (%)	0,11	0,14

Valores em MWh

8.1.3.3 AUTOCONSUMOS EM “STAND-BY”

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

No ano gás 2007-2008, a movimentação de gás no armazenamento subterrâneo foi de 1 907 992 MWh, considerando os dois processos, injeção e extracção de gás natural. De acordo com o RARII, o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos aplica-se apenas ao processo de extracção; desta forma, a REN Gasodutos considerou apenas metade da movimentação global de gás natural para a determinação do factor para a compensação dos volumes de gás combustível utilizados pelo armazenamento subterrâneo em condição de “stand-by” fixando em 0,06%, de acordo com o Quadro 8-6.

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

Período	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009
Autoconsumo	410	245
Gás movimentado	926 198	437 522
Factor de ajustamento (%)	0,04	0,06

Valores em MWh

8.1.3.4 PURGAS DE GÁS NATURAL

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

- Purgas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto na infra-estrutura do armazenamento subterrâneo.
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas do armazenamento subterrâneo, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás.
- Purgas controladas resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV - Pressure Safety Valves”), necessárias à regulação das pressões máximas de serviço dos equipamentos do armazenamento subterrâneo.

A REN Gasodutos, no seu documento, refere que não existe histórico de perdas resultantes de purgas de gás natural no armazenamento subterrâneo, não sendo possível indicar um factor que permita compensar esta parcela do autoconsumo.

PROPOSTA DA REN GASODUTOS

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

Quadro 8-7 - Factor de ajustamento para o armazenamento subterrâneo

Processo de injeção	Processo de extracção	“stand-by”	Factor Global
0,68%	0,14%	0,06%	0,87%

8.2 PROPOSTA DE FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme referido anteriormente, a proposta dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2010-2011, enviada pela REN Gasodutos, na sua actividade de gestão técnica global do SNGN, não contemplou os valores referentes à RNDGN. Não obstante, depois do contacto da ERSE, 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 a proposta de manter os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos em aplicação no ano gás 2009-2010.

O Quadro 1-15 apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para as infra-estruturas da RNDGN – UAG e redes de distribuição em MP e BP – resultantes da determinação realizada para o ano gás 2009-2010, constituindo a proposta actual dos operadores das redes de distribuição.

Quadro 8-15 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição

Infra-estrutura	Factor 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 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTGN

De acordo com o exposto, as perdas e autoconsumos na RNTGN de gás natural 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 2008-2009, bem como nos anos civis anteriores 2005, 2006 e 2007, constatou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99%) das perdas e autoconsumos verificadas na RNTGN.

Os autoconsumos dependem da pressão, temperatura e composição química do gás natural, da temperatura ambiente e, fundamentalmente, dos caudais de gás natural processados nas estações de regulação e medida. Considerando variações pouco acentuadas nas propriedades do gás natural, a montante das estações de regulação e medida, é expectável uma relação de proporcionalidade entre os autoconsumos e o gás natural processado nas estações de regulação e medida. Tendo em conta que as

perdas e autoconsumos na RNTGN são quase exclusivamente “autoconsumos”, o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos reflecte a referida relação de proporcionalidade. Assim, o valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2010-2011, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN é o mesmo que o aprovado pela ERSE para os anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010, no valor de 0,11%.

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

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

O factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é obtido da relação entre as “purgas e queimas de gás natural” e as saídas de gás natural 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 2010-2011, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é o mesmo que o aprovado pela ERSE para os anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010, no valor de 0,00%.

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

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

A proposta da REN Gasodutos relativa aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo considera os autoconsumos dos processos de injeção, extracção e “stand-by”. A REN Gasodutos determina estes factores recorrendo a formulação teórica, sustentando-a com dados reais. O valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2010-2011, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo de gás natural é 0,87%.

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

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

A ERSE considera que, tal como na RNTGN e no terminal de GNL, é vantajosa a manutenção dos valores dos factores 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 no ano gás 2009-2010.

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

8.4 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRA-ESTRUTURAS DA RPGN PARA O ANO GÁS 2010-2011

O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN a vigorem no ano gás de 2010-2011.

Quadro 8-16 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN natural em 2010-2011

Infra-estrutura	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2010-2011 (%)
RNTGN	0,11
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,87
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,30