

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2019-2020

Maio de 2019

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 ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES	3
3	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2019-2020	13
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural..	13
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN.....	14
3.1.2	Perdas e autoconsumos nas redes	17
3.2	Balanço de energia no SNGN para 2019-2020.....	17
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	20
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2019 E 2020	23
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS	35
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão	35
5.1.1	Caracterização da utilização das infraestruturas em alta pressão	35
5.1.1.1	Terminal de GNL.....	35
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo	38
5.1.1.3	Armazenamento Nacional de Gás Natural	39
5.1.1.4	Rede de transporte.....	40
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	52
5.2	Redes de distribuição	54
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária	54
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	55
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais.....	57
5.3	Comercialização de último recurso	57
5.4	Comercialização em regime de mercado	58
6	CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2019-2020.....	61
6.1	Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC).....	62
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	62
6.2.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	62
6.2.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	65
6.2.3	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC).....	68
6.2.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	68

6.2.5	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	69
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	73
6.3.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	73
6.3.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	73
6.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	74
6.3.4	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	74
6.4	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	75
6.4.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas.....	75
6.4.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	76
6.4.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	76
6.4.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	76
6.4.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M ³	77
6.5	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	77
6.5.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	77
6.5.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	78
6.5.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m ³ /ano	90
6.5.4	Tarifa Social de Acesso às redes	91
6.6	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	92
6.6.1	Tarifa Transitória de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais 10 000 m ³	92
6.6.2	Tarifas Transitórias de venda a clientes finais dos Comercializadores Retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 milhões de m ³	93
7	PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO.....	101
8	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	103
8.1	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	103
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.....	104
8.3	Análise da ERSE às propostas.....	104
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas do SNGN para o ano gás 2019-2020.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal por ano civil.....	4
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil.....	6
Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2019-2020 para os grandes grupos de consumidores	10
Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2019-2020 para os comercializadores.....	11
Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para 2019-2020 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	16
Figura 3-2 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para 2019-2020 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³	17
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2019-2020.....	21
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTGN (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)	23
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)	24
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)	25
Figura 4-4 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões).....	26
Figura 4-5 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos.....	28
Figura 4-6 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN	29
Figura 4-7 - Previsão da ERSE para 2019 e 2020 das vendas totais de energia dos CUR	32
Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2019 e 2020 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	32
Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2019 e 2020 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m ³	33
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2015 a 2018	35
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2015 a 2018	36
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2015 a 2018	37
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2015 a 2018.....	37
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2015 a 2018	38
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2015 a 2018	38
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2015 a 2018.....	39
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2015 a 2018	40

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2018	41
Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2018	42
Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2015 a 2018.....	43
Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2015 a 2018	43
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2015 a 2018	44
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2015 a 2018.....	44
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2015 a 2018.....	45
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2015 a 2018.....	45
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2015 a 2018	46
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2015 a 2018	46
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2015 a 2018.....	47
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2015 a 2018.....	47
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2015 a 2018.....	48
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2015 a 2018	48
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2015 a 2018	49
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2015 a 2018	49
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2015 a 2018	50
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2015 a 2018.....	50
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2018, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	52
Figura 6-1 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada	63
Figura 6-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	64
Figura 6-3 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada.....	66
Figura 6-4 - Produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	67
Figura 6-5 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da capacidade contratada	69

Figura 6-6 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da fatura anual de capacidade contratada.....	71
--	----

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2019-2020	18
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2019-2020	19
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2019-2020	19
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural, previsto para 2019-2020	20
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos.....	27
Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos	27
Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR prevista para definição dos proveitos permitidos.....	29
Quadro 4-4 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	30
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	30
Quadro 4-6 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	31
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	54
Quadro 5-2 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais (opção flexível).....	55
Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2019-2020	59
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2019-2020.....	61
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2019-2020	61
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	62
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	65
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	67
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo ORT	68
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	68
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	69
Quadro 6-9 – Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	72

Quadro 6-10 - Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas).....	72
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)	73
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição.....	73
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição.....	74
Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	74
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	74
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	75
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	75
Quadro 6-18 – Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas	75
Quadro 6-19 – Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano	76
Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	76
Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano.....	77
Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	77
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020.....	78
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Beiragás	79
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Beiragás.....	79
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Dianagás	80
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Dianagás.....	80
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Duriensegás	81
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP – Duriensegás.....	81

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Lisboa gás	82
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Lisboa gás.....	82
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Lusitaniagás	83
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Lusitaniagás.....	83
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Medigás	84
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Medigás.....	84
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Paxgás.....	85
Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Paxgás	85
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - REN Portgás	86
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - REN Portgás.....	86
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Setgás	87
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Setgás.....	87
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Sonorgás.....	88
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Sonorgás.....	88
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Tagusgás.....	89
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Tagusgás.....	89
Quadro 6-46 - Resumo das quantidades para o ano gás 2019-2020 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<.....	90
Quadro 6-47 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	90
Quadro 6-48 - Resumo das quantidades para o ano gás 2019-2020 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<	91
Quadro 6-49 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	91
Quadro 6-50 - Resumo das quantidades para o ano gás 2019-2020 das Tarifas Transitórias em BP< ..	92

Quadro 6-51 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias em BP<	92
Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	93
Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás	93
Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	94
Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás.....	94
Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	94
Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás	95
Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaagás.....	95
Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaagás.....	95
Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	96
Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás	96
Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás.....	96
Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás	97
Quadro 6-64 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	97
Quadro 6-65 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás.....	97
Quadro 6-66 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás	98
Quadro 6-67 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU	98
Quadro 6-68 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	98
Quadro 6-69 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás.....	99
Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	99

Quadro 6-71 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás	99
Quadro 6-72 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás.....	100
Quadro 6-73 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás	100
Quadro 7-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDGN para o ano gás 2019-2020.....	101
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos	103
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN, para o ano gás 2019-2020	105

1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás natural condiciona os preços das várias tarifas e os proveitos permitidos previstos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determine a utilização esperada para o ano gás das diversas infraestruturas do sistema de gás natural, bem como as quantidades previstas associadas a cada variável de faturação. As quantidades apresentadas neste documento aplicam-se ao ano gás 2019-2020, de 1 de outubro de 2019 a 30 de setembro de 2020.

No capítulo 2 analisam-se os cenários adotados na previsão do consumo de gás natural por tipo de consumidores, para o ano gás 2019-2020.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2019-2020, bem como a metodologia e os pressupostos que justificam a sua elaboração.

No capítulo 4 justificam-se os pressupostos que sustentam o balanço de energia para o ano gás 2019 - 2020 para as variáveis relacionadas com o consumo de gás natural, que apoiam a definição dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

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

No capítulo 6 é apresentada a caracterização das quantidades associadas às tarifas reguladas de uso das infraestruturas, das quantidades associadas às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelos comercializadores de último recurso e das quantidades associadas às tarifas sociais de acesso às redes.

Inclui-se ainda a definição dos períodos de vazio e fora de vazio nas redes de distribuição (capítulo 7) e a definição dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas (capítulo 8).

O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023”.

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

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás natural: os centros eletroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. A tendência da repartição de consumos entre estes grupos tem sofrido alterações na última década. Até 2014, observou-se uma diminuição substancial do peso do consumo dos centros eletroprodutores no consumo nacional, motivada por alterações estruturais e aspetos conjunturais próprios do setor elétrico e, simultaneamente, por um crescimento gradual dos consumos dos outros dois grupos. Nos últimos três anos, o peso do consumo dos centros eletroprodutores no consumo nacional aumentou significativamente, por um lado devido à menor hidraulicidade no país, e por outro lado devido ao aumento da competitividade das centrais de ciclo combinado em relação às centrais a carvão (do ponto de vista económico e ambiental).

Nos anos de 2013 e 2014, o consumo anual de gás natural dos centros eletroprodutores ligados à rede de transporte em alta pressão (AP) foi da ordem de 3 TWh, que são os valores mínimos registados desde 2008¹, o que representou apenas cerca de 7 % do total do consumo de gás natural nestes anos. Desde o ano 2015, o peso dos centros eletroprodutores no consumo nacional voltou a crescer, passando de 21,4% em 2015 para 40% em 2017, valor que está em linha com os pesos verificados em 2010 e 2011. Para 2018, 2019 e 2020, as previsões efetuadas pela ERSE neste exercício tarifário, que serão adiante explicitadas, apontam para uma redução, relativamente a 2017, do peso deste segmento de consumidores para cerca de 32%.

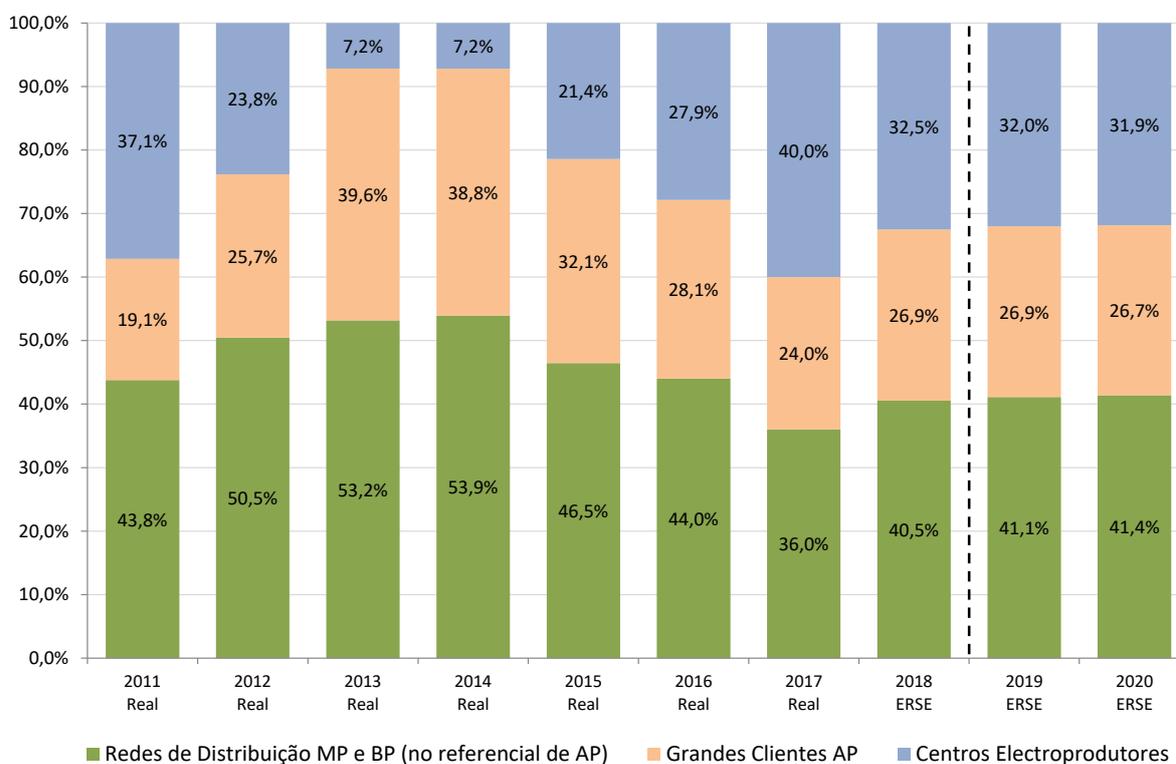
A fração de consumo dos grandes consumidores industriais fornecidos em AP teve um forte crescimento entre 2011 e 2013, que foi determinada não só pelo crescimento dos consumos deste segmento de consumidores, mas também pela redução do consumo dos centros electroprodutores. Esta tendência inverteu-se entre 2015 e 2017 devido ao crescimento significativo do consumo dos centros electroprodutores.

No que respeita ao consumo agregado dos pequenos e médios consumidores abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, nos últimos anos, este atingiu uma quota que se situou em torno de 50% do consumo nacional até 2016, tendo sofrido uma queda em 2017, para 36%, que se deve essencialmente ao crescimento do consumo dos centros electroprodutores nesse ano.

¹ Primeiro ano civil completo em que o setor do gás natural esteve sujeito a regulação económica.

A Figura 2-1 ilustra a alteração da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal, incluindo os dados previsionais dos anos de 2019 e 2020 que serão adiante explicitados.

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal por ano civil



Como referido anteriormente e se observará adiante na Figura 2-2, assinala-se que as alterações na estrutura de consumos por segmentos de consumidores que se observaram recentemente se devem maioritariamente à evolução do consumo dos centros eletroprodutores.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição é relativamente estável, designadamente em baixa pressão, enquanto o consumo abastecido em AP está concentrado num número reduzido de consumidores e é muito influenciado por fatores externos, não só de natureza económica, mas também climatéricos.

Refira-se, em particular, a produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado a gás natural e, portanto, o respetivo consumo de gás natural, que, com o atual *mix* de capacidade electroprodutora instalada em Portugal Continental, é fortemente influenciada pela produção de origem renovável, em particular a eólica e a das grandes centrais hídricas. Adicionalmente, observou-se desde 2015 que aspetos

estruturais e conjunturais² nos sistemas elétricos de Espanha e França podem influenciar substancialmente as trocas de energia elétrica nas interligações entre Portugal e Espanha e, conseqüentemente, a utilização das centrais de ciclo combinado portuguesas, o que se reflete no seu consumo de gás natural.

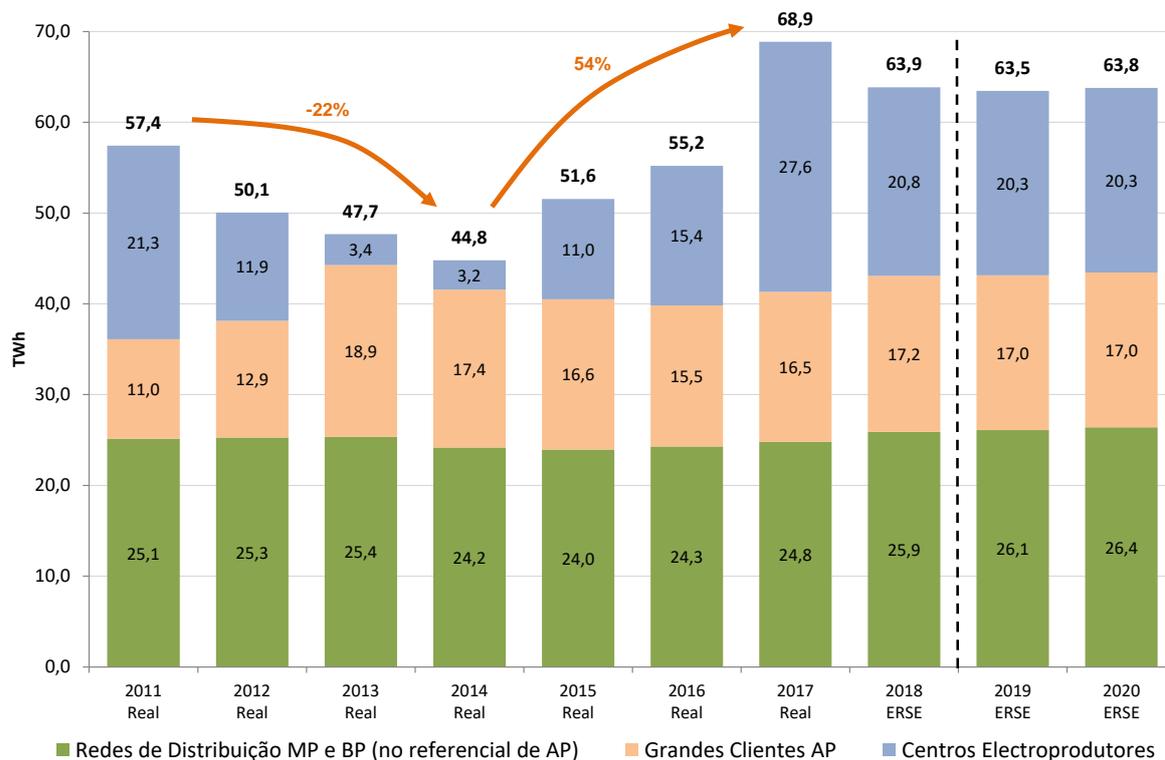
Importa ainda sublinhar as indivisibilidades existentes no setor do gás natural em Portugal que, devido à sua pequena dimensão, regista variações relevantes na evolução do consumo nacional quando ocorrem arranques ou paragens de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial. Devido a estes fatores, a previsão da procura de gás natural para estes dois grupos de consumidores, que em 2017 e anos seguintes representam cerca de 60% do consumo nacional de gás natural, está sujeita a desvios significativos.

Em oposição ao segmento dos consumos abastecidos em AP, verifica-se que os consumos ligados às redes de distribuição têm apresentado uma tendência de evolução bem definida, que é passível de extrapolação para o futuro mediante a utilização de variáveis explicativas ligadas a indicadores económicos e sociais.

A Figura 2-2 ilustra a evolução dos consumos de gás natural em Portugal por ano civil, incluindo os dados previsionais para 2019 e 2020 da ERSE, que serão adiante explicitados. Esta figura ilustra a forte queda do consumo nacional entre 2011 e 2014 (-22%), justificada pela redução do consumo dos centros eletroprodutores, apesar do crescimento verificado no mesmo período no consumo dos grandes clientes em AP. Em 2015, o consumo de gás a nível nacional inverteu esta tendência, devido ao crescimento do consumo dos ciclos combinados que se manteve até 2017, ano em que o consumo de gás natural se situou 54% acima do valor mínimo registado em 2014. Os dados mais recentes da energia saída da rede de transporte mostram que em 2018 o consumo dos centros eletroprodutores se situou abaixo do ocorrido em 2017, enquanto os grandes clientes em AP e os consumos abastecidos pelas redes de distribuição deverão registar um ligeiro acréscimo.

² Como por exemplo, o reforço da capacidade das interligações das redes elétricas da Península Ibérica com o resto da Europa e a maior ou menor disponibilidade de produção de origem nuclear.

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil



Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários ao cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas tiveram por base várias abordagens que englobam tanto uma avaliação crítica às previsões das empresas, como uma análise de dados físicos mais recentes e do quadro económico e regulatório que se perspetiva.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

Nas previsões do consumo de gás natural dos centros eletroprodutores, há que considerar as particularidades da central da Turbogás, devido ao vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime *take-or-pay*, que condiciona de forma determinante a estratégia de colocação da produção deste centro electroprodutor, dada a necessidade de respeitar as quantidades mínimas e máximas de gás natural estipuladas no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) para cada período temporal. A evolução do consumo de gás natural desta central entre 2012 e 2017 esteve também dependente de aditamentos sucessivos a este AGC, que reduziram os valores mínimos de consumo nele estabelecidos para evitar uma situação de *pay*.

A ERSE assumiu, nas suas previsões para os anos de 2019 e 2020, a conjugação de vários fatores que condicionam o consumo de gás natural dos centros eletroprodutores, designadamente:

- Após 2017 não houve aditamentos ao AGC da central da Turbogás, pelo que o valor mínimo do consumo anual desta central será determinado pela Quantidade Anual Contratada (QAC) na atual versão do AGC, que é de 700Mm³ até ao fim do contrato;
- A neutralização no *mix* de produção elétrica, de 2019 e 2020, dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade que se registaram em 2016, 2017 e 2018, considerando anos hidrológicos e eólicos médios, bem como a normalização do saldo exportador de eletricidade para uma situação em que o país é tendencialmente importador líquido;
- O facto do custo variável de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural dever aproximar-se do custo variável das centrais a carvão, sendo equacionável que a ordem de mérito destas tecnologias possa inverter-se a médio ou a longo prazo, tendo em conta os preços futuros do carvão, do gás natural e das licenças de emissão de CO₂, bem como as políticas energética e ambiental a nível nacional e europeu, que favorecem a produção a gás natural em detrimento do carvão. A nível nacional destaca-se o agravamento do imposto sobre o CO₂, com início em 2019, e aumentos anuais de 25%, até atingir os 100% em 2022, que afetarão em particular a central a carvão de Sines;
- As previsões de redução a médio prazo da potência térmica a carvão na Península Ibérica, tendo presente o fim do CAE da central do Pego em 2022 e o anúncio de descomissionamento a breve trecho de centrais a carvão em Espanha, com saída prevista de nove centrais até 2020 e as restantes cinco até 2025;
- A tendência de ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica que se perspetiva para 2019 e que assumiu manter-se em 2020.

Com estes pressupostos, o consumo dos centros eletroprodutores perspetivado pela ERSE para os anos de 2019 e 2020 é de 20,3 TWh, em ambos os anos. Este cenário corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 29%, com a central da Turbogás a situar-se nos 47%, para cumprir as condições atualmente conhecidas para o AGC, enquanto para o agregado das restantes centrais de ciclo combinado a utilização da potência instalada não deverá ultrapassar, em média, os 23%.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS GRANDES CLIENTES AP

No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão considera-se que o consumo de gás natural terá atingido um nível estável, sem entradas e saídas de instalações relevantes para o nível de consumo deste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir os consumos indicados pela REN para 2019 e 2020 que apontam para um consumo dos grandes consumidores industriais em AP de 17,0 TWh, em ambos os anos.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL ABASTECIDO PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No que respeita aos valores reais do agregado dos consumos de gás natural abastecidos pelas redes de distribuição, constata-se nos últimos anos que a diferença entre o valor dos dados reais provenientes dos operadores das redes de distribuição e o valor dos dados reais provenientes do operador da rede de transporte e do operador do Terminal de GNL³ é residual. Confirma-se, assim, a coerência entre os dados provenientes dos diferentes agentes, que se tem registado nos últimos exercícios tarifários. Não obstante, e seguindo a prática desde o ano gás 2012-2013, a ERSE assumiu como valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano de 2017 e ano gás 2017-2018, os valores que resultam dos dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do Terminal de GNL conforme acima referido, num total de 24,8 TWh para o ano de 2017 e de 25,6 TWh para o ano gás 2017-2018.

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores agregados indicados pelos operadores das redes de distribuição são consideravelmente superiores à previsão do operador da rede de transporte em 2019 (+2,2 TWh) e em 2020 (+2,3 TWh). Em 2019, os operadores da rede de distribuição preveem um total de entregas a clientes na ordem de 26,1 TWh, cerca de 0,4% acima da sua estimativa para 2018 (25,9 TWh), seguido de um crescimento de 1,2% para 2020, atingindo 26,4 TWh.

Numa análise qualitativa, esta diferença poderá atribuir-se ao facto dos operadores das redes de distribuição terem um maior conhecimento das suas redes e incorporarem nas suas previsões ocorrências

³ Nesta perspetiva, os consumos abastecidos pelas redes de distribuição são determinados através de uma abordagem *top-down*, partindo dos valores das entregas da rede de transporte em AP às redes de distribuição interligadas, acrescidas do gás natural fornecido por camiões cisterna provenientes do terminal de GNL (gás natural liquefeito) às UAGs das redes de distribuição isoladas, que são convertidos para o referencial de saída das redes de distribuição deduzindo as perdas e autoconsumos na distribuição em MP e BP e introduzindo as transferências de gás natural entre redes de distribuição.

específicas, como seja a expansão geográfica da rede, a ligação de novos clientes ou alterações de consumos de clientes existentes.

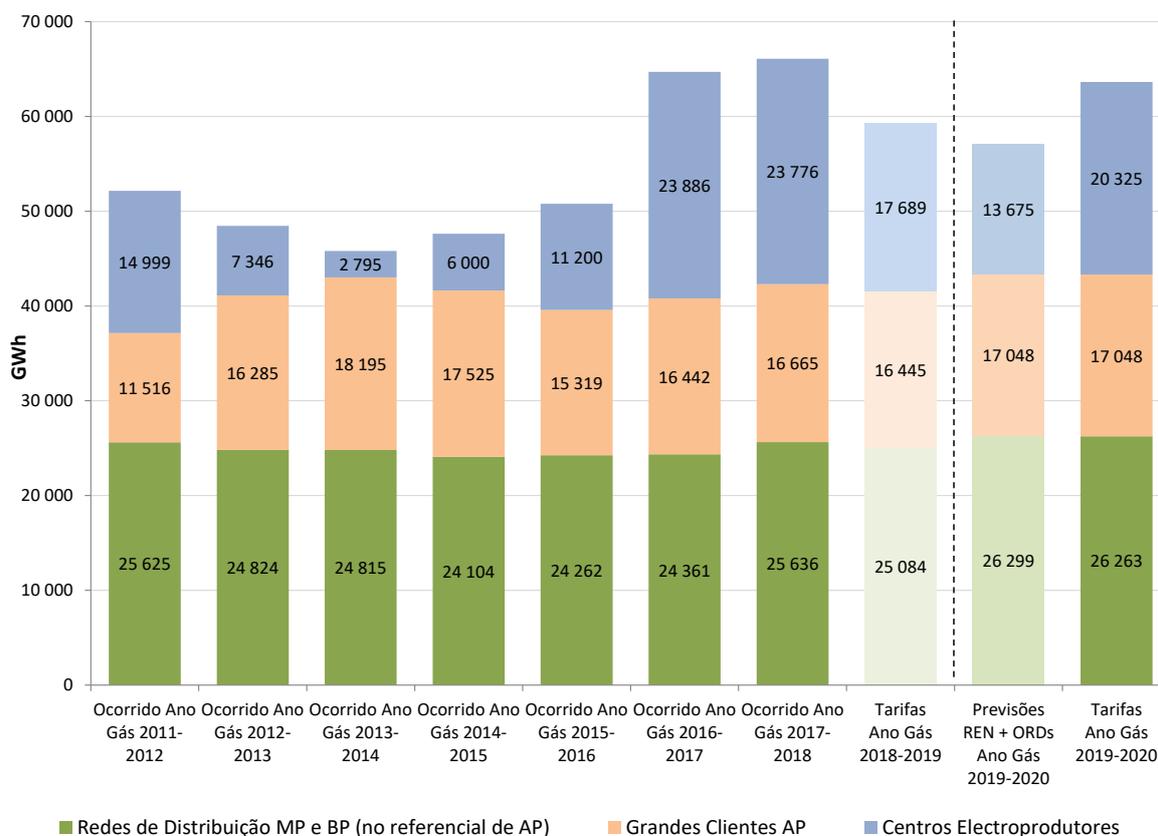
Após ponderação, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição para os anos de 2019 e 2020, para o agregado de MP (média pressão) e BP (baixa pressão), exceto no caso da Sonorgás.

A Sonorgás considera nas suas previsões um aumento de energia que sai da sua rede de distribuição e do número de pontos de entrega, que incorpora o abastecimento a 18 novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás natural em novas zonas geográficas. No cálculo de proveitos e tarifas para o ano gás 2019-2020, a ERSE considerou, na globalidade, a previsão da empresa para o consumo e número de pontos de entrega referentes aos polos existentes. No entanto, face aos dados mais recentes à disposição da ERSE relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 18 novos polos atribuídos à Sonorgás foi introduzido um atraso de 6 meses nas previsões da empresa para os anos de 2019 e 2020.

Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição adotado pela ERSE apresenta um acréscimo de cerca de 2% em dois anos, passando de 25,8 TWh em 2018 para 26,4 TWh em 2020. Para o ano gás 2019-2020, o valor adotado pela ERSE é de 26,2 TWh, o que representa um crescimento de 2,4% em relação ao ano gás 2017-2018, cujo consumo real foi de 25,6 TWh.

A Figura 2-3 explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2019-2020, enquadrando-as com os últimos dados ocorridos no passado, assim como com as previsões das empresas, no referencial de saída da rede de transporte.

Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2019-2020 para os grandes grupos de consumidores



Nota: As quantidades apresentadas até ao ano gás 2018-2019 referem-se ao período de 1 de julho a 30 de junho. Para o ano gás 2019-2020, referem-se ao período de 1 de outubro de 2019 a 30 de setembro de 2020.

PREVISÕES DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Na perspetiva comercial, há que considerar outro aspeto determinante na caracterização da procura: o ritmo de saída de clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) para comercializadores em mercado.

No quadro atual, os clientes de baixa pressão encontram-se num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. Os dados reais mais recentes (final do 1.º semestre de 2018) para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de cerca de 98,7% do consumo e de 87,7% no número de clientes, enquanto o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ revelam uma quota de 77,3% do consumo e de 79,6% no número de clientes. Face a estes dados e por uma questão de prudência, a ERSE assumiu no cálculo tarifário as previsões das empresas, que deverão refletir a realidade atual do mercado nestes segmentos.

A Figura 2-4 apresenta a evolução dos cenários de procura considerados no cálculo tarifário dos últimos anos desagregados para o conjunto dos CURR e para o conjunto de comercializadores no mercado liberalizado. Os valores de energia apresentam-se no referencial de saída da rede de transporte, isto é, às quantidades fornecidas aos clientes acrescem as perdas e autoconsumos calculados com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2019-2020 para os comercializadores



Nota: As quantidades apresentadas até ao ano gás 2018-2019 referem-se ao período de 1 de julho a 30 de junho. Para o ano gás 2019-2020, referem-se ao período de 1 de outubro de 2019 a 30 de setembro de 2020.

3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2019-2020

O balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) define as quantidades de gás natural para as entradas e para as saídas do SNGN, nas infraestruturas da rede de transporte em Alta Pressão (AP) e nas redes de distribuição.

O balanço de energia é apresentado de duas perspetivas: a perspetiva física e a perspetiva comercial. Ambas devem ser coerentes entre si, permitindo o cálculo das tarifas reguladas de uso das infraestruturas e das tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Este capítulo detalha os pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2019-2020.

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

A metodologia de previsão do balanço de energia deve conciliar a determinação global e agregada do consumo nacional (relacionada com indicadores de tendência, macroeconómicos, novos investimentos, etc.) com a informação individual das previsões regionais, elaboradas pelos diversos operadores da rede e comercializadores.

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

Em seguida sumarizam-se os diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2019-2020.

3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNGN

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

- De acordo com o histórico recente (últimos 3 anos gás), assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de Sines de GNL e das interligações, de 60% e 40%, respetivamente, verificando-se um aumento significativo do aprovisionamento através do Terminal de Sines de GNL em relação ao considerado nas tarifas do ano gás 2018-2019.
- O abastecimento dos consumos de gás natural em Portugal continental para o ano gás 2019-2020 é determinado considerando as previsões do (i) operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) e do (ii) operador do Terminal de Sines e a (iii) evolução histórica da estrutura de abastecimento entre o Terminal de Sines e Campo Maior.
- Dado o histórico recente, considera-se exportação para Espanha no VIP para o ano gás 2019-2020. Assumem-se as quantidades médias estimadas pela REN Gasodutos para o ano 2018.
- Adicionalmente, assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).

CENTROS ELECTROPRODUTORES

- As quantidades previstas contratualmente no Acordo de Gestão de Consumos da central da Turbogás implicam uma utilização desta central superior ao previsto pela REN para os anos de 2019 e 2020, tendo a ERSE considerado esses valores contratuais na previsão dos consumos desta instalação;
- A aproximação do custo variável de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural do custo variável das centrais a carvão, tendo em conta os preços dos fatores produtivos nestas tecnologias, e as previsões de redução a médio prazo da potência térmica a carvão na Península Ibérica, deverão levar a um aumento da utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural.
- A neutralização no mix de produção elétrica previsto para 2019 e 2020 dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade registados nos anos anteriores, conjuntamente com um ligeiro acréscimo da previsão do consumo de energia elétrica nesses anos;

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Consideram-se as previsões do operador da rede de transporte (REN Gasodutos) no que se refere às injeções no armazenamento subterrâneo e às extrações do armazenamento subterrâneo.
- A energia média diária armazenada é calculada com base na média dos últimos 4 anos gás.
- Considera-se que no ano gás 2019-2020 estão em operação as 6 cavernas existentes.

CLIENTES INDUSTRIAIS

- Considera-se que o consumo de gás natural atingiu um nível estável, sem entradas e saídas de instalações relevantes para o nível de consumo neste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes.
- A previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2019-2020 representa um decréscimo de 1% em relação à sua previsão de consumo para o ano gás 2018-2019.
- A ERSE optou por assumir as previsões do Operador da Rede de Transporte (ORT) para o ano gás 2019-2020, que o que implica um acréscimo de 3,7% em relação aos consumos previstos pela ERSE para as tarifas do ano gás 2018-2019. Com este pressuposto o consumo dos grandes consumidores em alta pressão será de 17,0 TWh, no ano gás 2019-2020.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Para o ano gás 2017-2018, foram consideradas as quantidades físicas de gás natural reportadas pelo ORT. Às quantidades físicas das redes interligadas foram adicionadas as entregas de GNL às redes isoladas (UAG), as quantidades de gás natural transferidas entre os operadores das redes de distribuição e as respetivas perdas e autoconsumos.
- Nas previsões de quantidades para o ano gás 2019-2020 foram consideradas as taxas de evolução previstas por cada um dos operadores da rede de distribuição, exceto para a Sonorgás, correspondendo a uma variação média de 2,4% face ao ano gás 2017-2018.
- A Sonorgás considera nas suas previsões um aumento na energia saída das redes de distribuição e do número de pontos de entrega, incorporando o abastecimento a 18 novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás natural em novas zonas geográficas. No cálculo de proveitos e tarifas para o ano gás 2019-2020, a ERSE considerou, na globalidade, a previsão da empresa para o consumo e número de pontos de entrega referentes aos polos existentes. No

entanto, face aos dados mais recentes à disposição da ERSE relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 18 novos polos atribuídos à Sonorgás foi introduzido um atraso de 6 meses nas previsões da empresa para a procura nestes novos polos nos anos de 2019 e 2020.

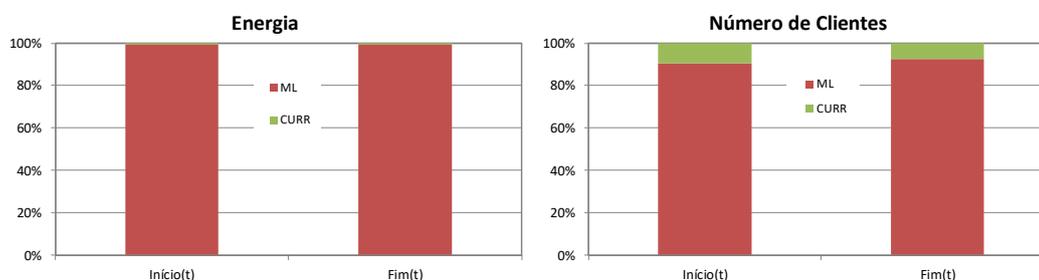
COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

- Prevêem-se consumos e número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso.
- No ano gás 2019-2020 a quota de mercado prevista para clientes ligados em Média Pressão (MP) é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2019-2020 a quota de mercado prevista para clientes ligados em Baixa Pressão com consumo anual de gás natural superior a 10 000 m³ (BP>) é em média de 96% (energia) e de 91% (número de clientes).
- No ano gás 2019-2020 a quota de mercado prevista para os clientes em Baixa Pressão com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³ (BP<) é em média de 82% (energia) e de 83% (número de clientes).

ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA 2019-2020

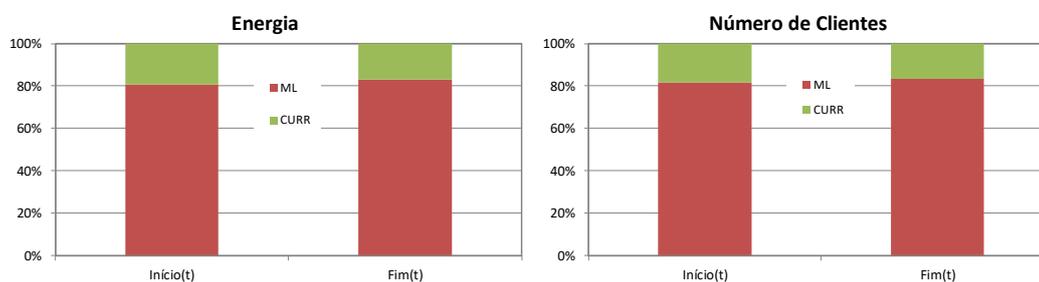
A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, para os segmentos de consumo acima e abaixo de 10 000 m³ por ano.

Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para 2019-2020 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³



Legenda: ML – mercado liberalizado; CURR – comercialização de último recurso no mercado retalhista

Figura 3-2 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para 2019-2020 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³



Legenda: ML – mercado liberalizado; CURR – comercialização de último recurso no mercado retalhista

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

O balanço de energia considera ainda o nível de perdas e autoconsumos nas infraestruturas decorrente dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

3.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNGN PARA 2019-2020

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 2019-2020. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) e das Redes Nacionais de Distribuição de Gás Natural (RNDGN).

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2019-2020

RNTGN	Balanço comercial de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Gasodutos	25 331
	1.1 Campo Maior	25 331
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	39 522
	2.1 Injecções RNT	37 694
	2.2 Camião cisterna	1 828
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	3 151
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	68 004
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	66 176
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Interligações internacionais)	150
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	3 151
	8 Centros electroprodutores	20 325
	9 Clientes industriais em AP	17 048
	10 Redes de distribuição (interligadas)	25 436
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	66 110
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	66
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	62 809

RNDGN	Balanço comercial de gás natural na RNDGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	25 436
	16 Redes abastecidas por UAG	827
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	26 263
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	17 717
	19 Clientes em BP	8 499
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	47
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	26 263
	Saídas da RNDGN	
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	26 216
	22.1 Beiragás	1 148
	22.2 Dianagás	89
	22.3 Sonorgás	148
	22.4 Duriensegás	248
	22.5 Lisboaagás	4 770
	22.6 Lusitaniagás	8 783
	22.7 Medigás	117
	22.8 Paxgás	17
	22.9 REN Portgás	7 583
	22.10 Setgás	1 921
	22.11 Tagusgás	1 392

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

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

Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2019-2020

Unidades: n.º clientes

Número de clientes	CUR	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	20	20
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		16	16
Cientes nas redes de distribuição	262 075	1 249 983	1 512 059
Beiragás	12 136	43 805	55 941
Dianagás	2 096	8 213	10 308
Sonorgás	1 035	22 537	23 572
Duriensegás	7 400	23 516	30 916
Lisboagás	111 388	425 059	536 446
Lusitaniagás	44 753	185 886	230 639
Medigás	5 188	18 857	24 045
Paxgás	1 667	4 447	6 114
REN Portgás	37 305	344 582	381 887
Setgás	32 407	139 887	172 293
Tagusgás	6 702	33 198	39 899
Total de clientes de GN	262 075	1 250 003	1 512 079

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

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

Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2019-2020

Unidades: GWh

Balanço comercial de energia	CUR	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	37 373	37 373
Centros eletroprodutores		20 325	20 325
Clientes Industriais		17 048	17 048
Cientes nas redes de distribuição	954	25 262	26 216
Beiragás	53	1 096	1 148
Dianagás	7	82	89
Sonorgás	2	147	148
Duriensegás	27	220	248
Lisboagás	393	4 377	4 770
Lusitaniagás	153	8 630	8 783
Medigás	13	105	117
Paxgás	4	13	17
REN Portgás	188	7 395	7 583
Setgás	83	1 838	1 921
Tagusgás	32	1 360	1 392
Total de clientes de GN	954	62 635	63 589

Nas previsões do Balanço de Energia para 2019-2020 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 98% do consumo de gás natural e 83% dos clientes estará no mercado livre.

Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural, previsto para 2019-2020

Estrutura de mercado		
Consumo		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m³	100%	0%
RNT	100%	0%
RND	99%	1%
Cientes BP < 10 000 m³	82%	18%
Total	98%	2%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Estrutura de mercado		
Número de clientes		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m³	92%	8%
RNT	100%	0%
RND	92%	8%
Cientes BP < 10 000 m³	83%	17%
Total	83%	17%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Estrutura de mercado			
Consumo	GWh		Total
	ML	MR	
Centros eletroprodutores (RNT)	20 325	0	20 325
Cientes > 10 000 m³	38 694	157	38 851
RNT	17 048	0	17 048
RND	21 645	157	21 803
Cientes BP < 10 000 m³ (RND)	3 617	797	4 413
Total clientes	42 310	954	43 264
Total (inc. centros eletroprodutores)	62 635	954	63 589

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			
Número de clientes	Total		Total
	ML	MR	
Centros eletroprodutores (RNT)	4	0	4
Cientes > 10 000 m³	4 739	438	5 178
RNT	16	0	16
RND	4 723	438	5 162
Cientes BP < 10 000 m³ (RND)	1 245 260	261 637	1 506 897
Total clientes	1 249 999	262 075	1 512 075
Total (inc. centros eletroprodutores)	1 250 003	262 075	1 512 079

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

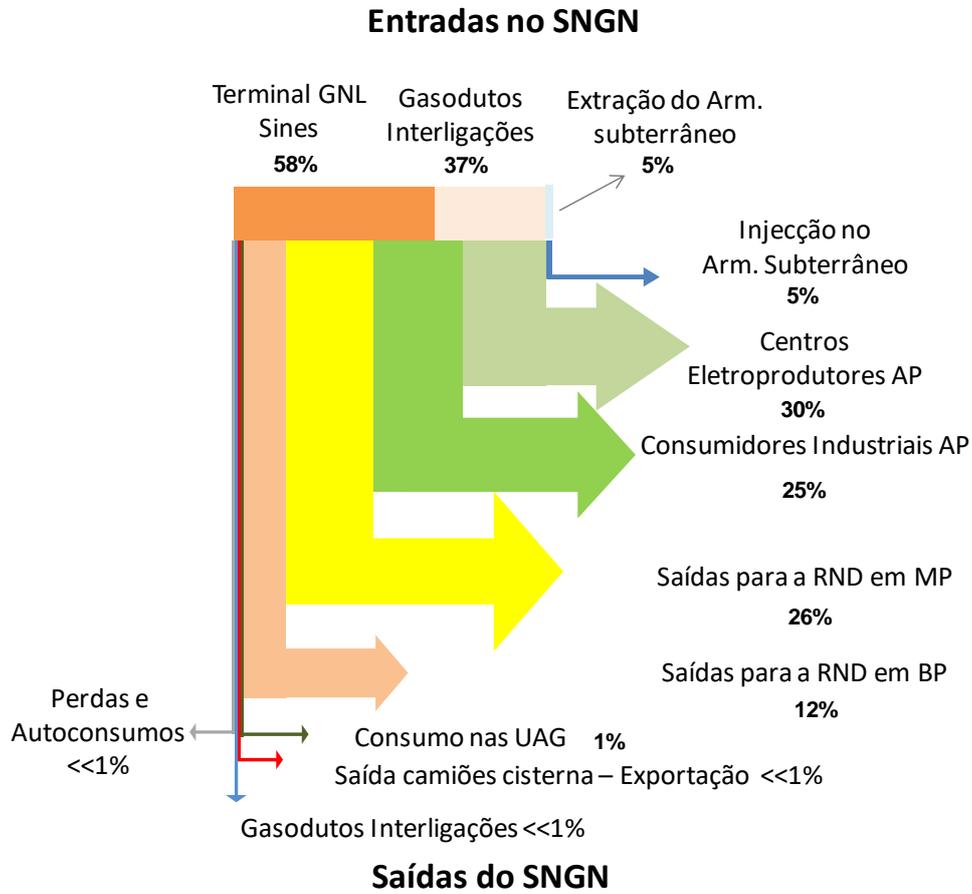
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

Globalmente importa caracterizar a distribuição dos consumos de gás natural nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o consumo dos centros eletroprodutores e dos consumidores industriais em alta pressão no conjunto do consumo nacional de gás natural. Igualmente salienta-se que os consumos verificados nas redes de distribuição correspondem na maioria ao mercado industrial em média pressão. De facto, em Portugal, o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos.

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

A figura seguinte ilustra os fluxos de energia no SNGN por pontos de entrada e pontos de saída.

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2019-2020

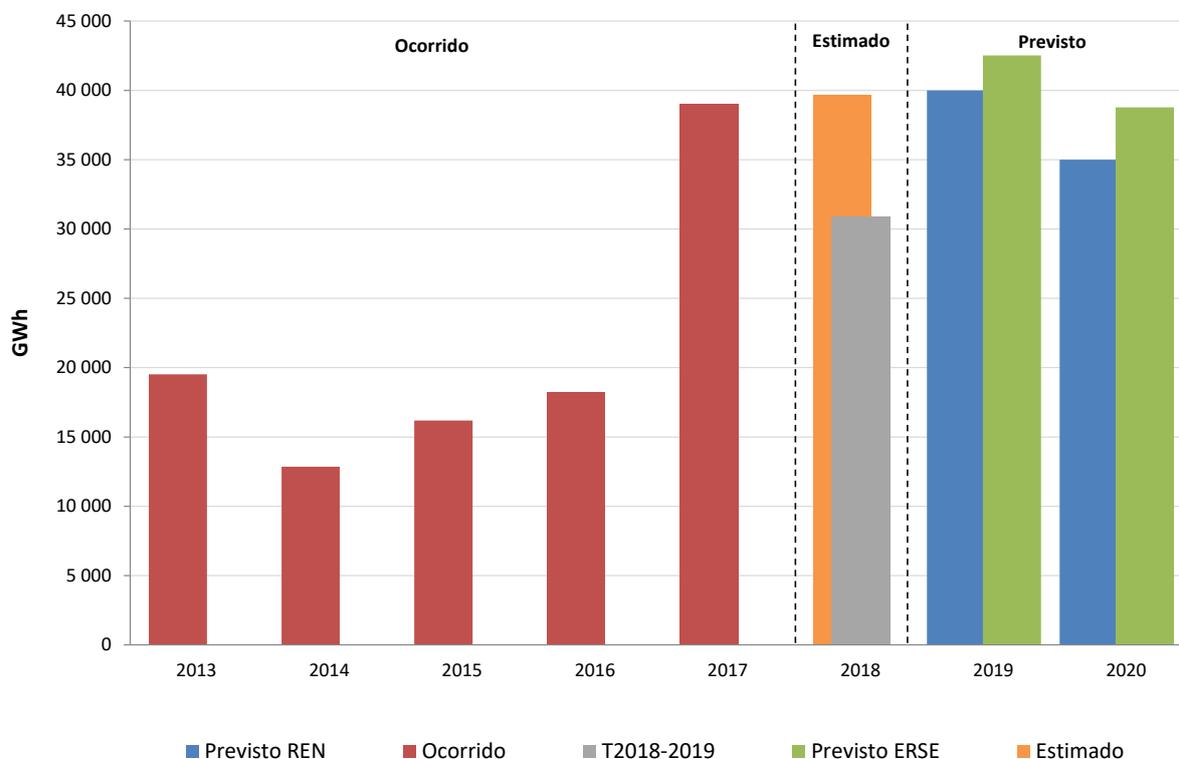


4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2019 E 2020

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

A Figura 4-1 ilustra a evolução das quantidades de gás natural saídas do Terminal de GNL desde o ano 2013, bem como os valores previstos para os anos 2019 e 2020. As quantidades de gás natural previstas à saída do Terminal de GNL pela ERSE são superiores às previsões da REN, apesar de a ERSE ter considerado uma estrutura de aprovisionamento diferente da REN, na qual o terminal contribui com menos energia na entrada para a rede de transporte. Tal deve-se ao facto das previsões de consumo da ERSE para o SNGN serem superiores às da REN, em grande parte devido a diferenças perspetivas quanto à evolução do consumo dos centros eletroprodutores.

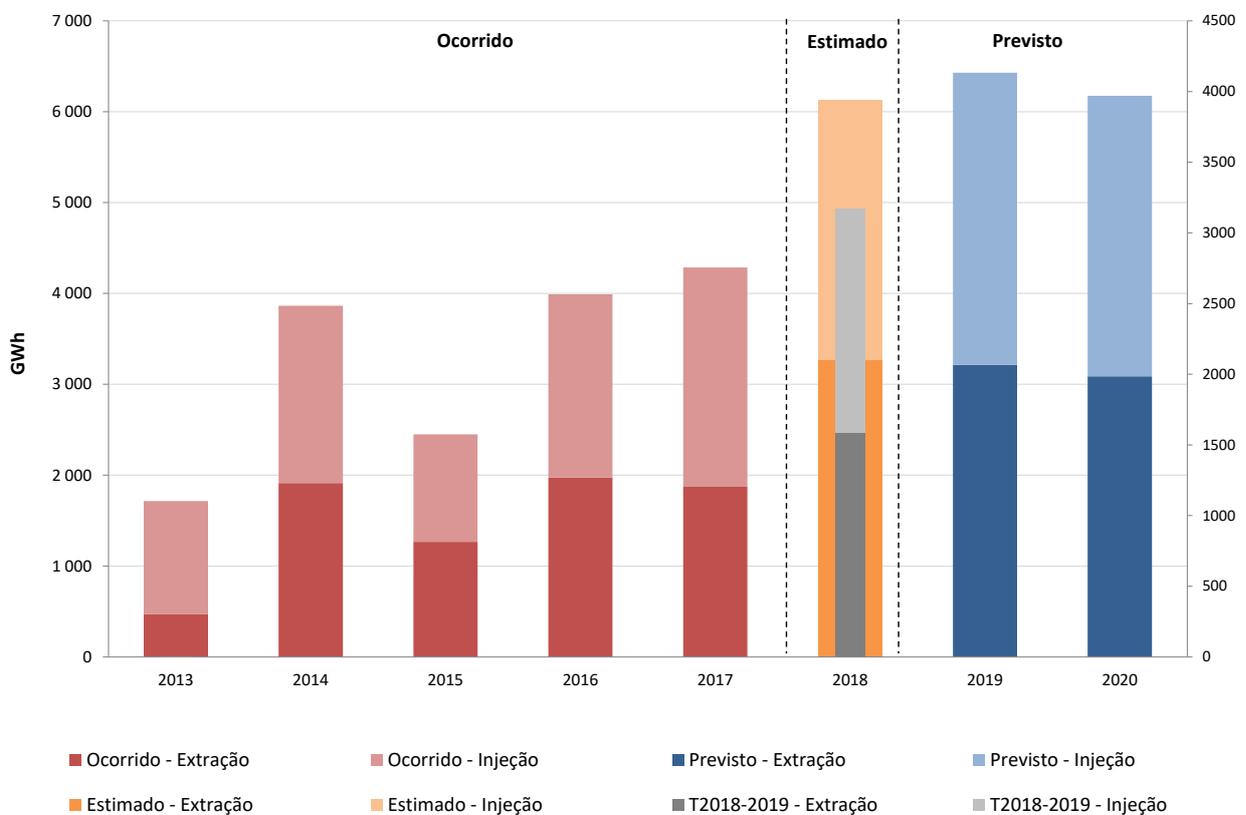
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTGN
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)



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

A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2013 a 2017, a melhor estimativa para 2018 e os valores previstos pela empresa para 2019 e 2020, os quais foram assumidos pela ERSE na definição dos proveitos permitidos.

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



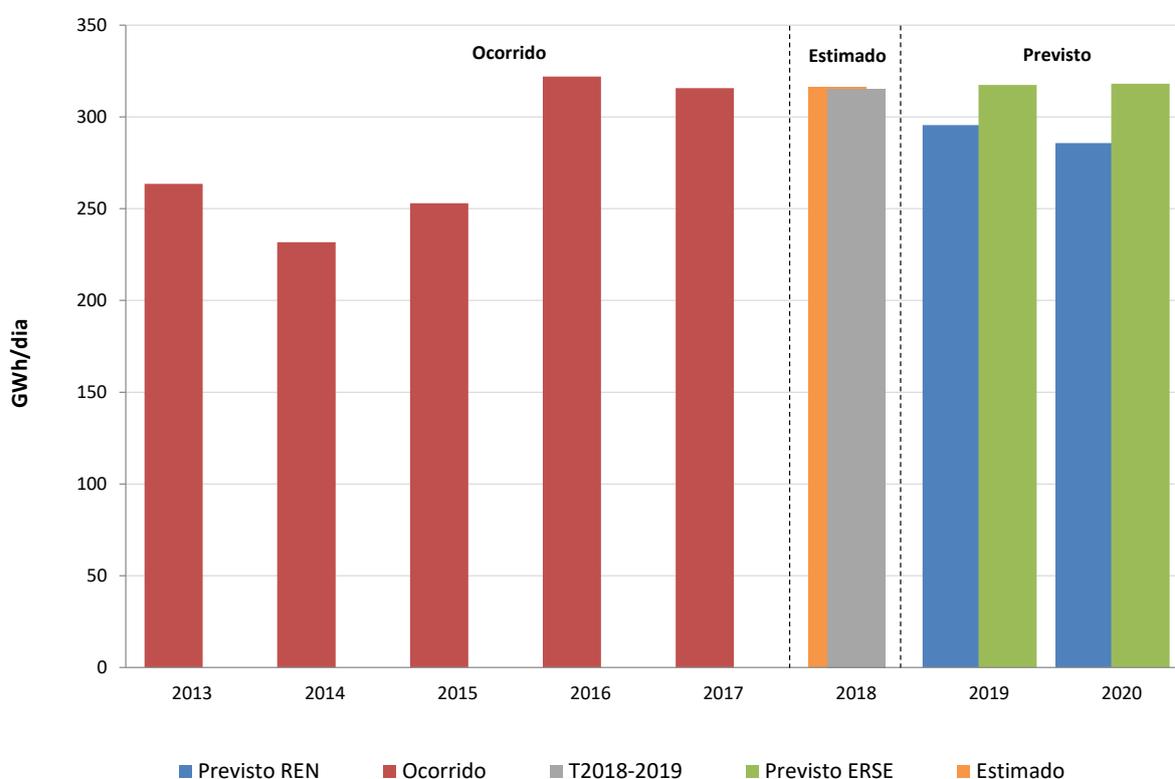
Nota: Os valores da energia injetada e extraída nos anos de 2017 e 2018 ainda estão sujeitos a esclarecimentos solicitados à REN Armazenagem, S.A.

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

Atualmente existe apenas um indutor de custo do *price cap* aplicado aos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, que é a capacidade utilizada nas saídas da RNTGN. Este indutor de custo foi

definido como a soma dos máximos de capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte⁴, que se observou nos últimos 12 meses. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização diária, não simultânea, da RNTGN. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2013 e 2017, a melhor estimativa para 2018, bem como as previsões da ERSE e REN para os anos 2019 e 2020.

Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)

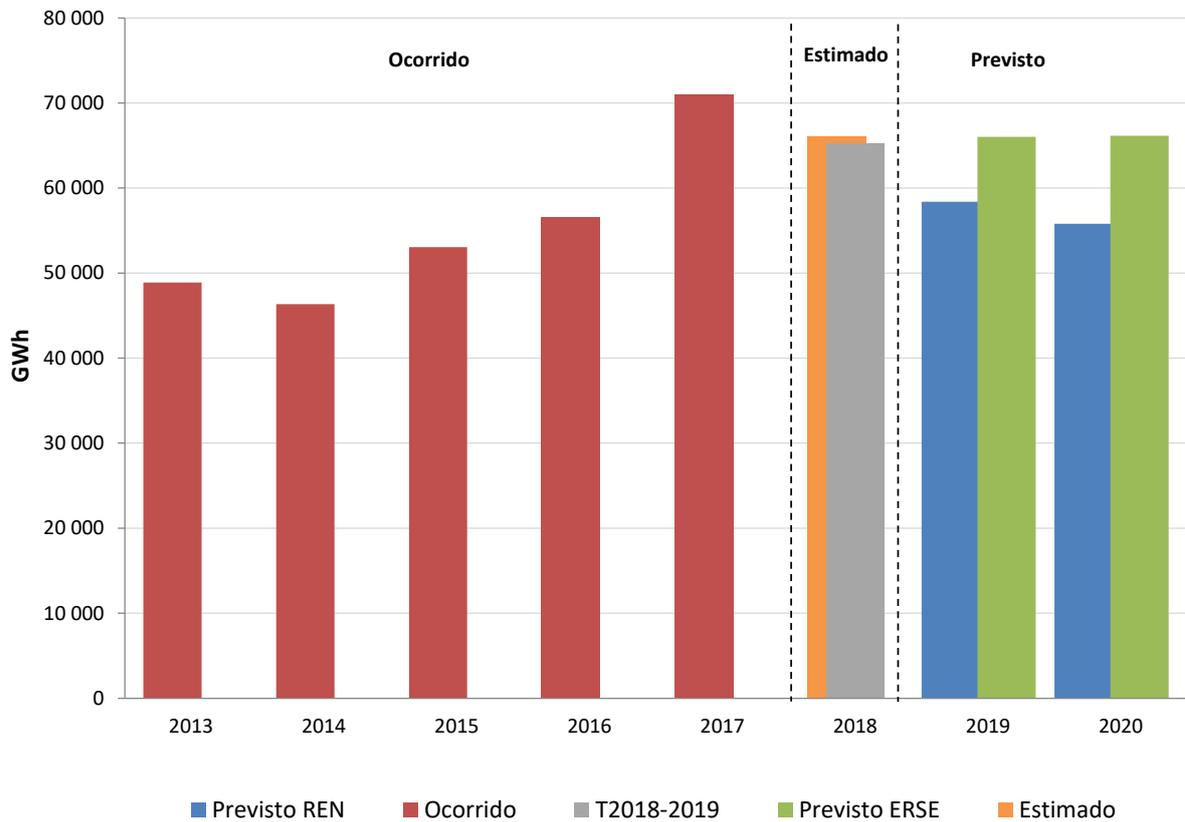


Apesar da quantidade anual de gás natural saída da RNTGN não ser atualmente indutor de custo da atividade de transporte, na Figura 4-4 é apresentada a evolução desta variável desde o ano 2013, bem como os valores previstos para os anos 2019 e 2020. As previsões da ERSE são superiores às do ORT para

⁴ Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

a energia saída da rede de transporte pelos motivos anteriormente assinalados para a previsão do consumo.

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



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

A fórmula de regulação da atividade de Distribuição de gás natural inclui uma metodologia do tipo *price cap* para os custos de exploração. Neste quadro, assume-se que os custos de exploração variam parcialmente com o nível de atividade das empresas, que, por sua vez, dependerá das quantidades de gás natural distribuídas e da evolução dos pontos de abastecimento. As previsões para os anos 2019 e 2020 são apresentadas nos quadros seguintes.

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

	Unidade: GWh	
	2019	2020
Beiragás	1 142	1 151
Dianagás	88	89
Sonorgás	128	184
Duriensegás	247	249
Lisboagás	4 763	4 775
Lusitaniagás	8 748	8 803
Medigás	116	118
Paxgás	17	17
Portgás	7 492	7 651
Setgás	1 918	1 924
Tagusgás	1 387	1 396
TOTAL	26 045	26 358

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

	Unidade: N.º médio Pts Entrega	
	2019	2020
Beiragás	55 588	56 304
Dianagás	10 241	10 381
Sonorgás	20 002	28 872
Duriensegás	30 751	31 089
Lisboagás	535 576	537 335
Lusitaniagás	229 336	231 965
Medigás	23 809	24 285
Paxgás	6 109	6 122
Portgás	375 421	390 046
Setgás	171 607	172 988
Tagusgás	39 350	40 465
TOTAL	1 497 787	1 529 849

Na Figura 4-5 e na Figura 4-6 comparam-se as previsões para 2019 e 2020 com os valores ocorridos.

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

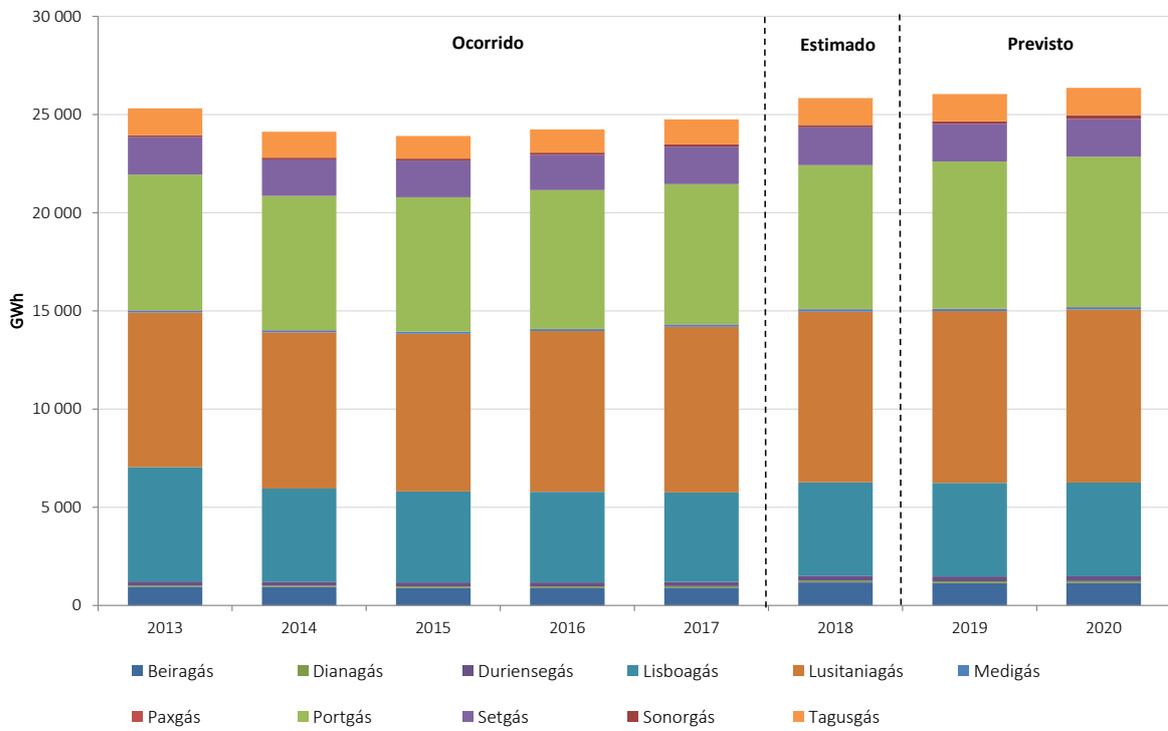
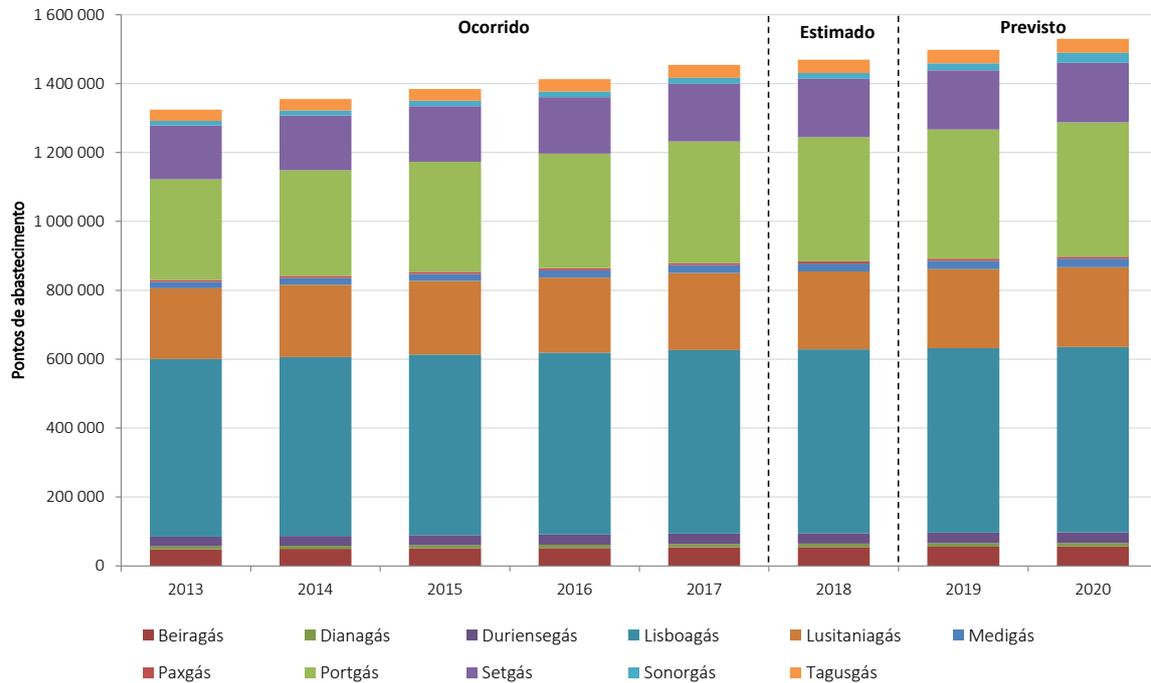


Figura 4-6 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN



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

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-3 apresentam os valores adotados pela ERSE para a energia vendida e para o número de clientes por segmento, para os comercializadores de último recurso, que correspondem às previsões das empresas.

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

	Unidade: GWh	
	2019	2020
CURR <10 000	845	762
CURR >10 000	179	146
TOTAL	1 024	908

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

Unidade: N.º médio de clientes

	2019	2020
CURR <10 000	273 161	251 261
CURR >10 000	503	388
TOTAL	273 664	251 649

A função de comercialização de gás natural dos CUR está sujeita a uma fórmula de regulação que contempla metas de eficiência sobre os custos de exploração. Neste caso também se considera que estes custos variam parcialmente com a atividade da empresa, sendo o indutor de custos o número médio de clientes. Adicionalmente, os custos incorridos pelos CUR com a função de compra e venda de gás natural decorrem da quantidade de energia fornecida.

O Quadro 4-5 e o Quadro 4-6 apresentam os valores considerados para estas duas variáveis, por escalão, para cada CUR, que correspondem aos valores previsionais das empresas, por estarem em linha com a tendência verificada nos últimos anos de transferência tanto de consumidores, como de consumo de gás natural para os comercializadores de mercado.

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

Unidade: GWh

	2019			2020		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	40	15	55	38	13	51
Dianagás	6	2	8	6	1	7
Sonorgás	3	1	4	1	0	1
Duriensegás	26	4	30	24	2	26
Lisboagás	367	52	419	330	47	376
Lusitaniagás	137	27	164	123	24	147
Medigás	11	4	15	10	1	11
Paxgás	3	1	4	3	0	3
EDP Gás	152	50	202	140	36	176
Setgás	74	16	90	64	14	79
Tagusgás	24	9	34	23	8	31
TOTAL	845	179	1 024	762	146	908

Quadro 4-6 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: N.º médio de clientes

	2019	2019	2019	2020	2020	2020
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	12 451	36	12 486	11 792	31	11 823
Dianagás	2 177	6	2 183	2 006	4	2 010
Sonorgás	1 520	1	1 521	594	0	594
Duriensegás	7 590	10	7 600	7 205	6	7 211
Lisboagás	116 418	186	116 604	106 701	152	106 853
Lusitaniagás	46 472	72	46 544	43 127	55	43 182
Medigás	5 362	4	5 365	5 020	3	5 023
Paxgás	1 723	3	1 725	1 600	2	1 601
EDP Gás	38 799	130	38 929	35 587	95	35 681
Setgás	33 764	37	33 801	31 153	28	31 180
Tagusgás	6 888	20	6 908	6 479	15	6 494
TOTAL	273 161	503	273 664	251 261	388	251 649

As figuras seguintes ilustram as previsões de vendas de energia dos CUR adotadas pela ERSE, por escalões de consumo e totais.

Figura 4-7 - Previsão da ERSE para 2019 e 2020 das vendas totais de energia dos CUR

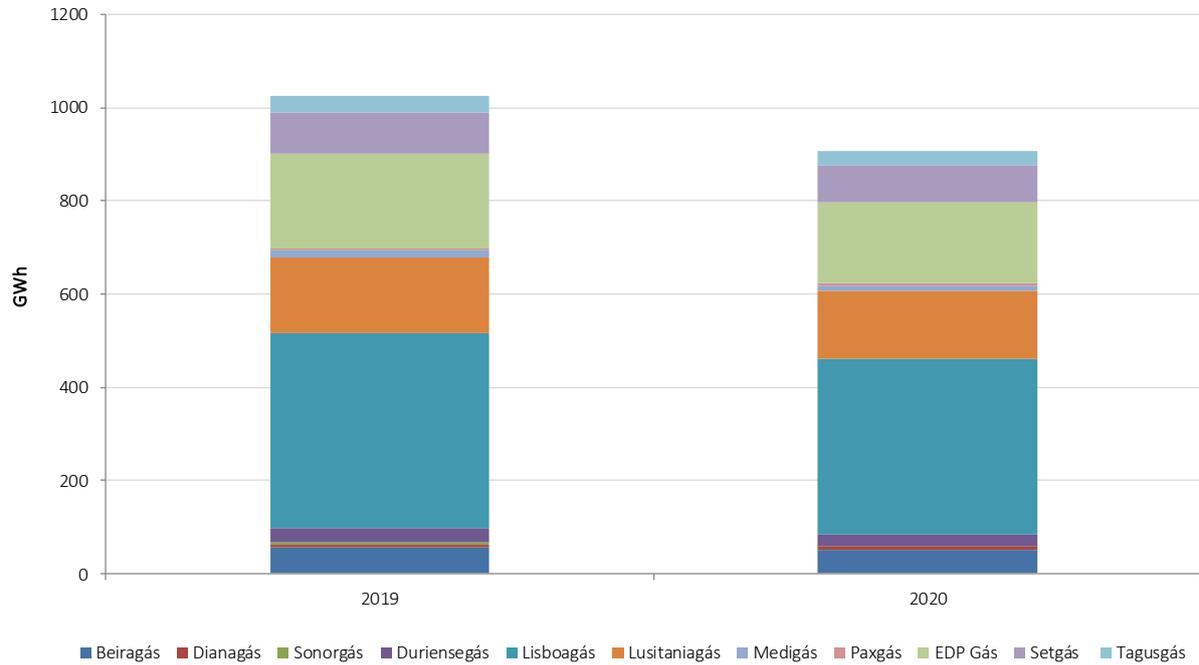


Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2019 e 2020 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³

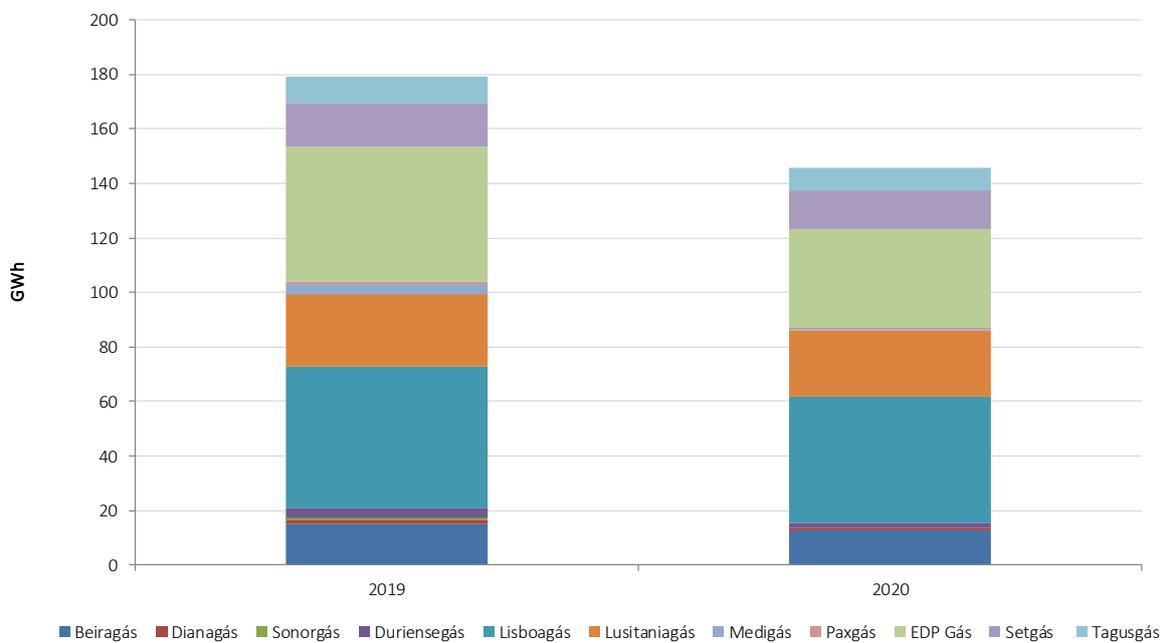
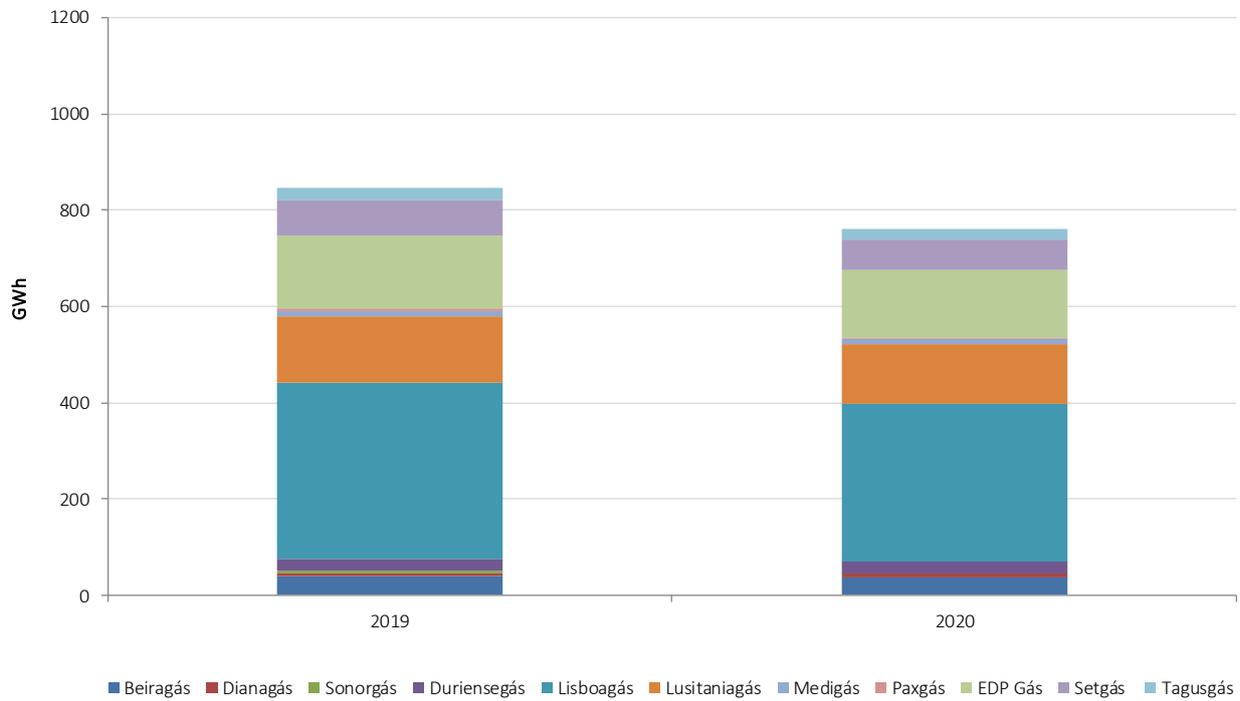


Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2019 e 2020 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m³



5 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

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

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

5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

5.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS EM ALTA PRESSÃO

5.1.1.1 TERMINAL DE GNL

Na Figura 5-1 é feita a análise da energia média diária no armazenamento de GNL no Terminal de Sines, de 2015 a 2018. Na Figura 5-2 é apresentada a variação diária da energia armazenada, no mesmo período.

Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2015 a 2018

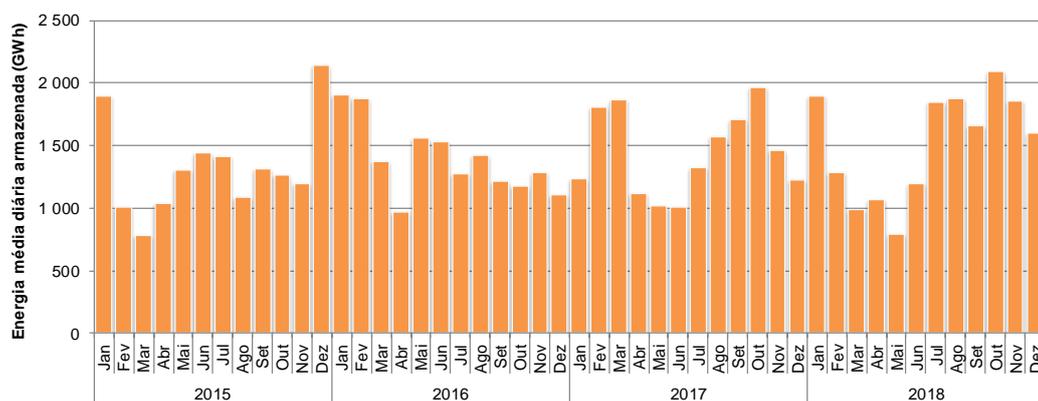
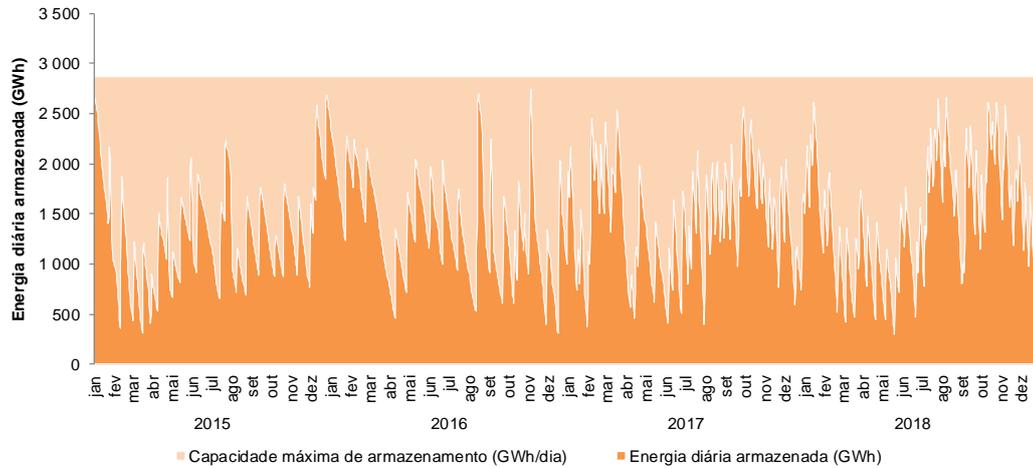


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2015 a 2018



O valor diário máximo de energia armazenada durante 2018 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil nos tanques de GNL no mês de agosto, cerca de 2 664 GWh.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2018 é equivalente a aproximadamente 9 dias⁵ do consumo médio nacional.

Na Figura 5-3 e Figura 5-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, no período de 2015 a 2018.

⁵ Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2018 na RNTGN de 62,5 TWh.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2015 a 2018

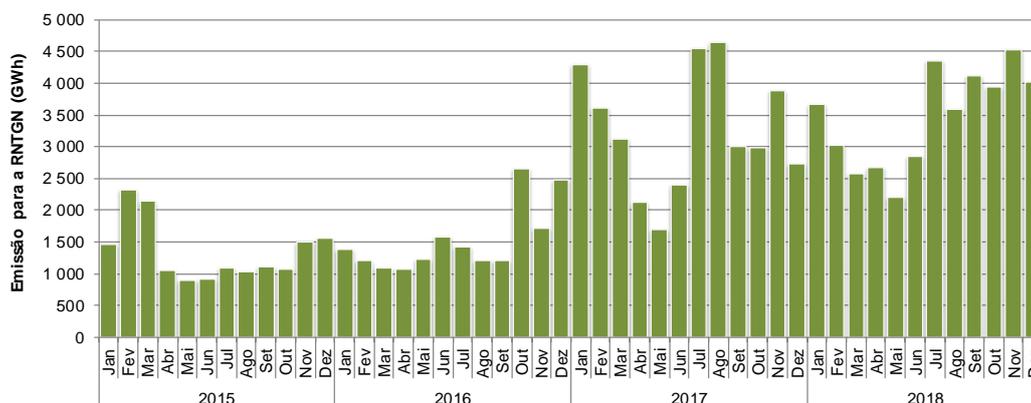
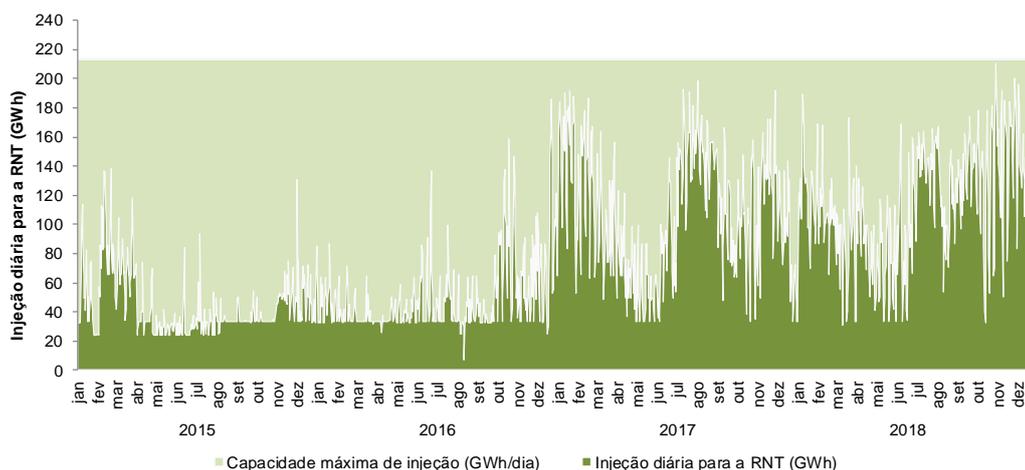


Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2015 a 2018



A emissão de gás natural para a RNTGN em 2018 correspondeu a uma modulação⁶ de cerca de 197 dias (utilização de 54%).

Na Figura 5-5 e Figura 5-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás natural para os camiões cisterna, de 2015 a 2018.

⁶ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total regaseificada em 2018 e a capacidade máxima verificada em 2018.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2015 a 2018

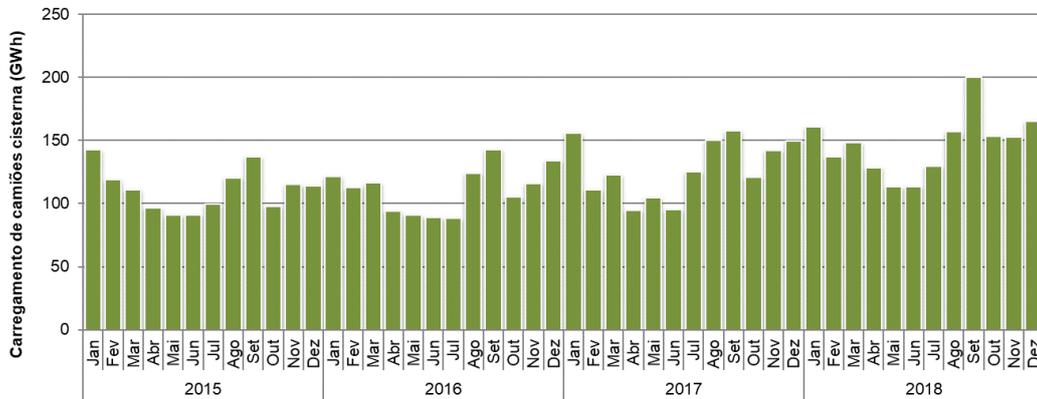
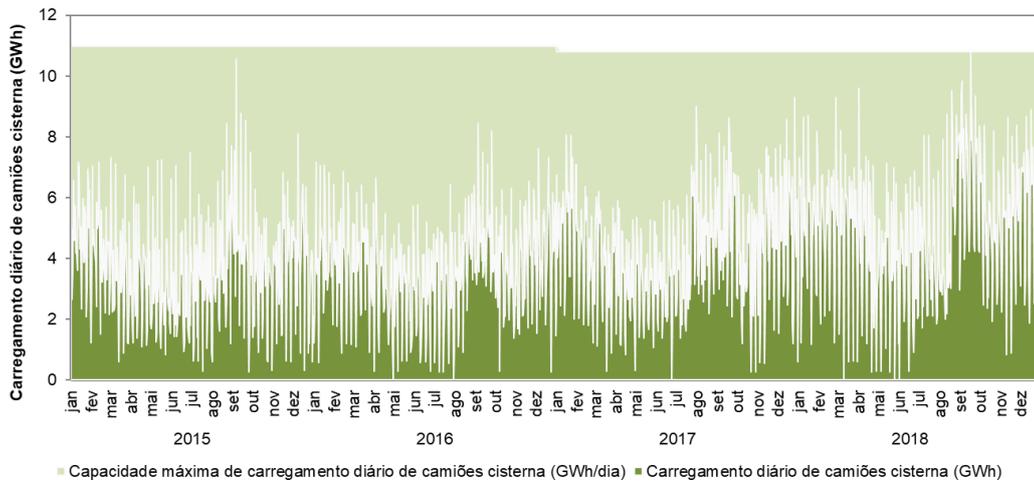


Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2015 a 2018



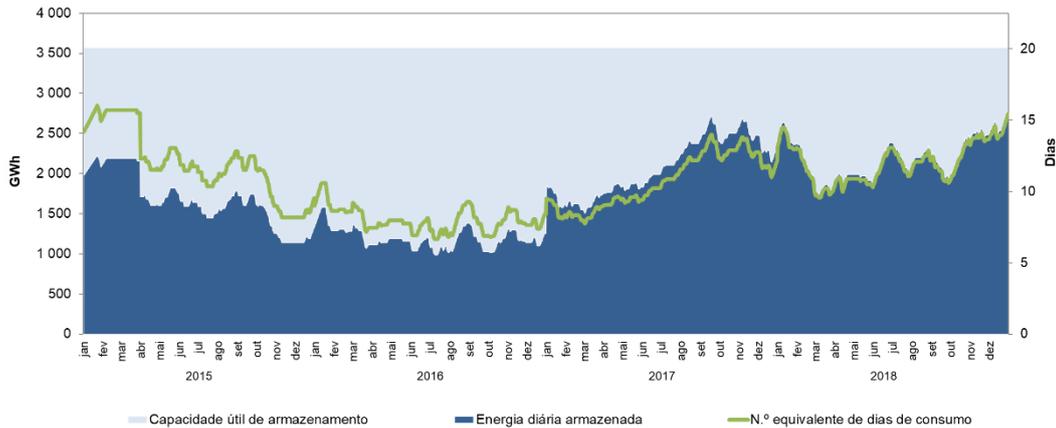
Em 2018, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 163 dias (utilização de 45%).

5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo do Carricho, de 2015 a 2018.

Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2018 oscilou entre os 10 e os 15 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2015 a 2018

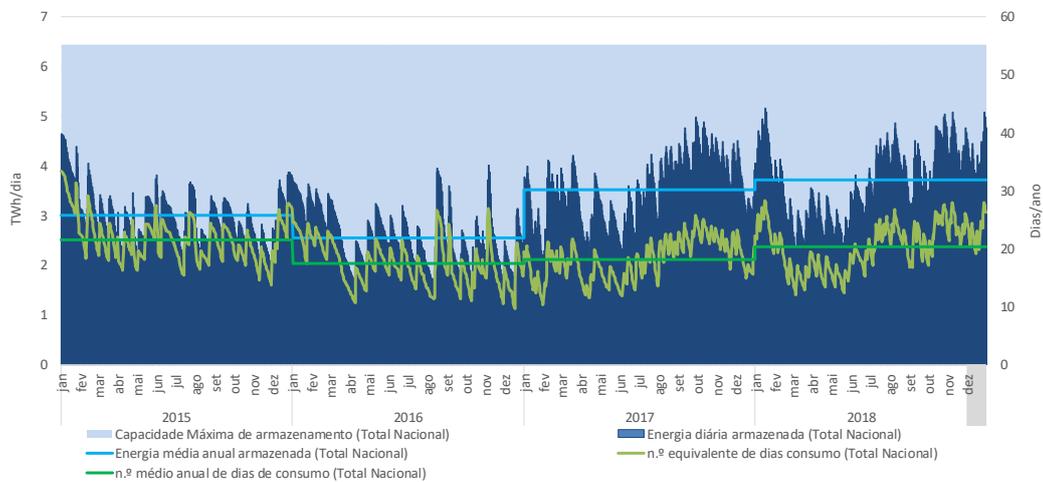


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2015 (50,9 TWh), ano 2016 (54,4 TWh), ano 2017 (68,2 TWh) e ano 2018 (62,5 TWh).

5.1.1.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS NATURAL

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada resultante da agregação das energias armazenadas, quer na infraestrutura do armazenamento subterrâneo do Carriço, quer na infraestrutura do Terminal de Sines, de 2015 a 2018.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2015 a 2018



Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2015 (50,9 TWh), ano 2016 (54,4 TWh), ano 2017 (68,2 TWh) e ano 2018 (62,5 TWh).

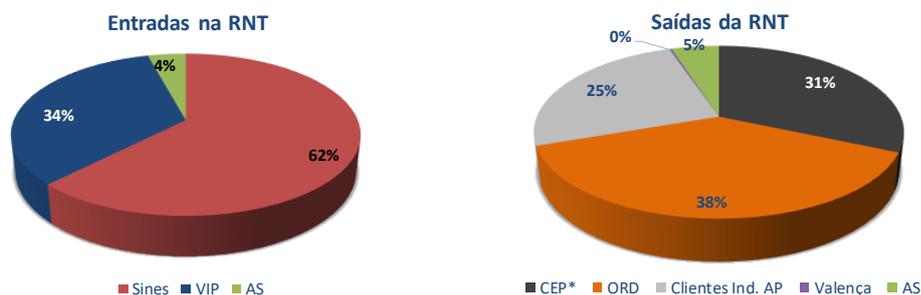
Em 2018, verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de Sines, foi, em média, de 20 dias do consumo médio diário nacional.

5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2018, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT. Em termos de entradas, o Terminal de Sines e o VIP⁷ representaram 62% e 34%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou 4%, em relação ao total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos CEP, dos Clientes Industriais em Alta Pressão (AP), dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2018, 31%, 25%, 38% e 5%, respetivamente, do total das saídas da RNT.

⁷ Define-se o VIP como a agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2018



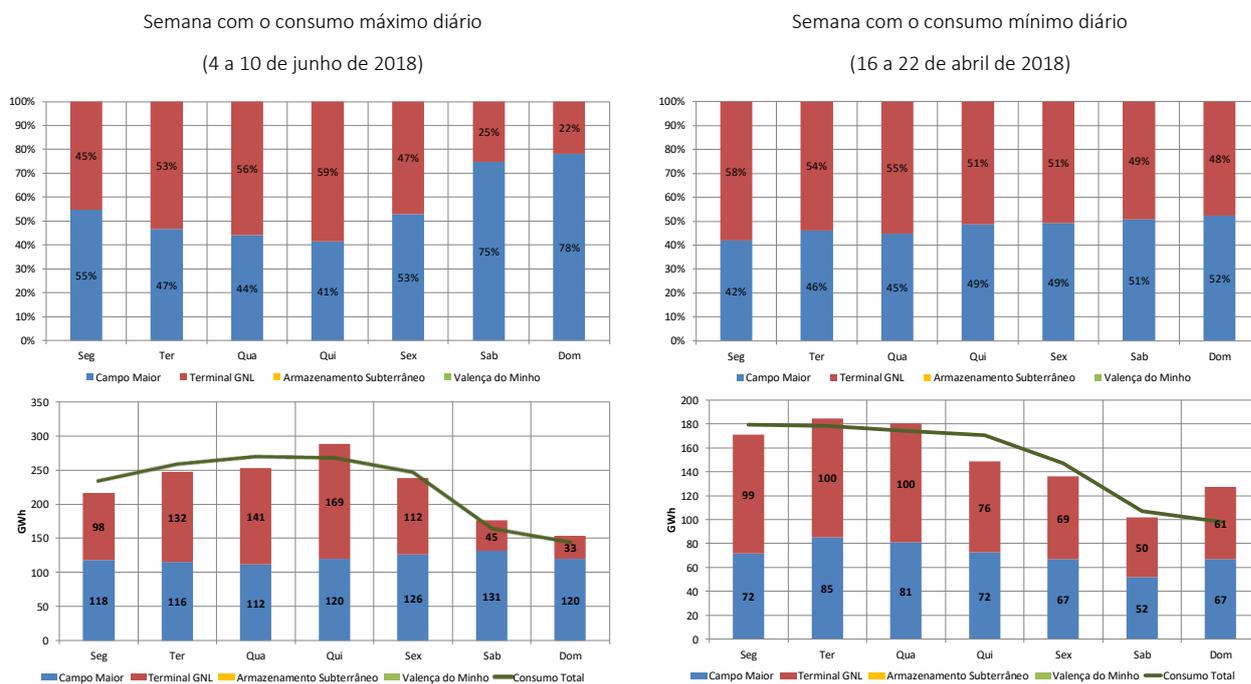
* Centros eletroprodutores

Na Figura 5-10 caracterizam-se as entradas na RNT (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o consumo máximo, quer o consumo mínimo, de gás natural, durante o ano de 2018.

O consumo máximo de gás natural (269 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 6 de junho de 2018 (quarta-feira) e o consumo mínimo de gás natural (99 GWh/dia) ocorreu no dia 22 de abril de 2018 (domingo). No entanto, o dia de maior consumo⁸ não corresponde necessariamente ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNT. A capacidade máxima nas entradas (288 GWh/dia) ocorreu no dia 7 de junho de 2018 (quinta-feira) e a capacidade mínima (102 GWh/dia) nas entradas ocorreu no dia 21 de abril de 2018 (sábado). A existência de *linepack* na RNT e de injeções do armazenamento subterrâneo justificam esta ocorrência. Entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o mínimo consumo diário), o armazenamento subterrâneo é utilizado para ajustar a oferta à procura de gás natural na RNT.

⁸ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNT para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2018



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT de 2015 a 2018. Esta análise é feita no referencial da RNT, isto é, valores positivos representam entradas na RNT e valores negativos representam saídas da RNT. Esta caracterização é realizada para a interligação de Campo Maior, para a interligação de Valença do Minho, para a ligação com o Armazenamento Subterrâneo, para o agregado dos pontos de consumo dos centros eletroprodutores e clientes em alta pressão e, finalmente, para o agregado dos pontos de entrega à rede de distribuição.

INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR

A Figura 5-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-12 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2018, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 170 dias/ano, representando uma utilização de 47% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2015 a 2018

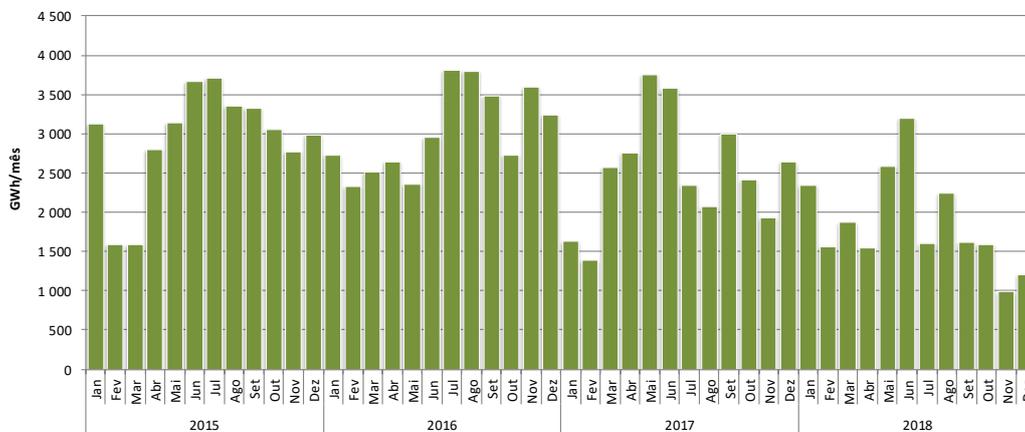
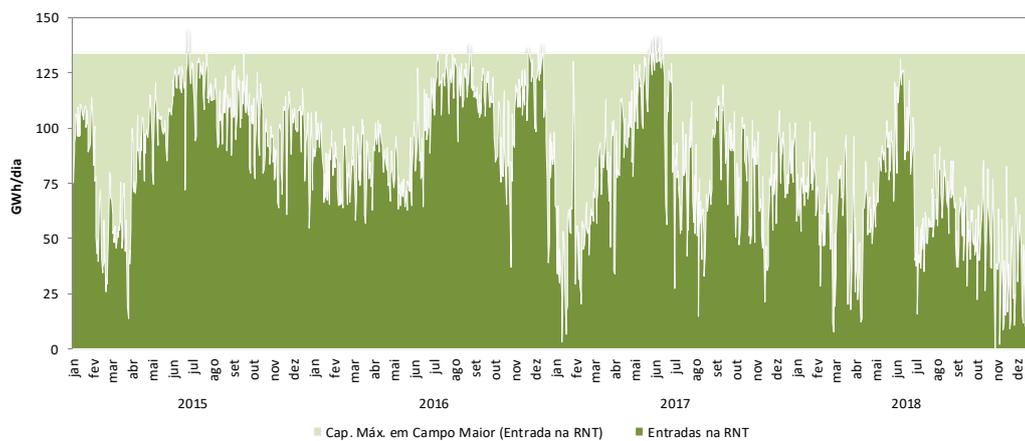


Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2015 a 2018



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2015 a 2018 em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-14 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2018, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 2 dias/ano, representando uma utilização de 0,5% da sua capacidade máxima de injeção. Como a figura mostra, houve fluxo de exportação de gás natural para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2018, com uma modulação de injeção na RNT de 12 dias/ano, representando uma utilização de 3% da sua capacidade máxima de injeção.

Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2015 a 2018

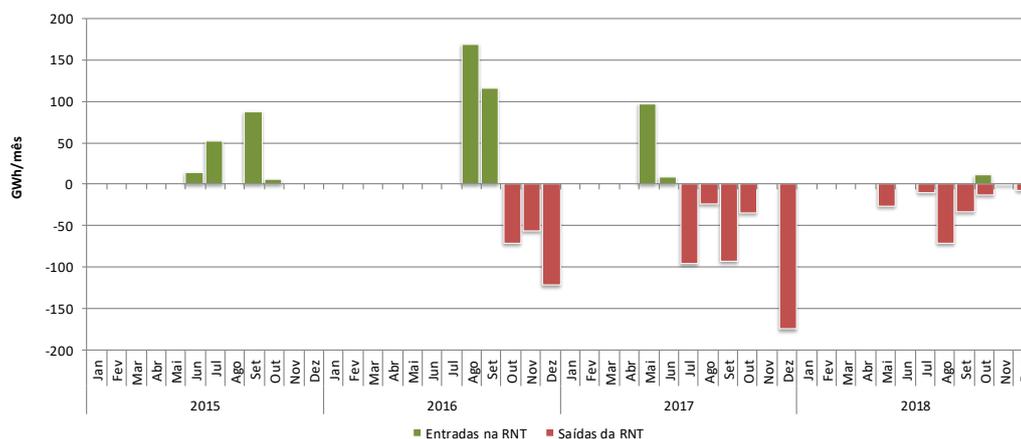
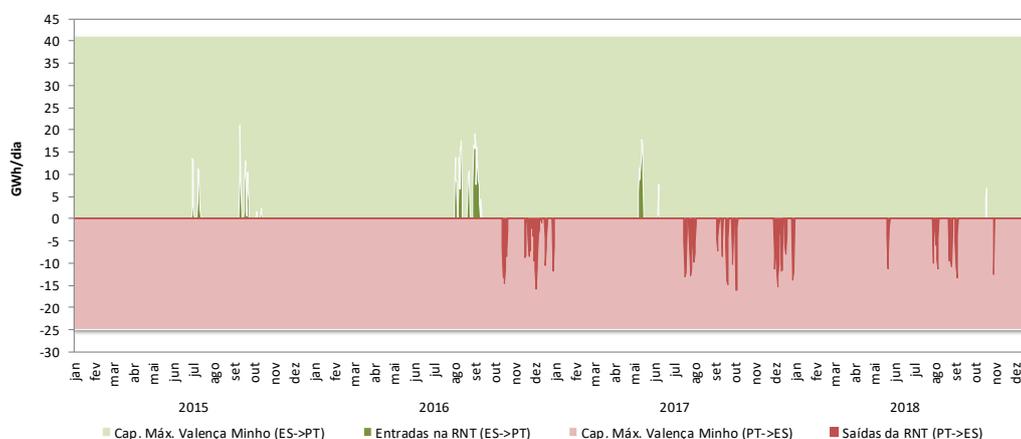


Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2015 a 2018



PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)

A Figura 5-15 e Figura 5-16 caracterizam o fluxo no ponto de interligação virtual que resulta do somatório das entradas e saídas de gás natural das interligações de Valença do Minho e Campo Maior, de 2015 a 2018. No dia 31 de outubro de 2018 verificou-se pela primeira vez uma exportação líquida para Espanha no VIP no valor de 12,6 GWh.

Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2015 a 2018

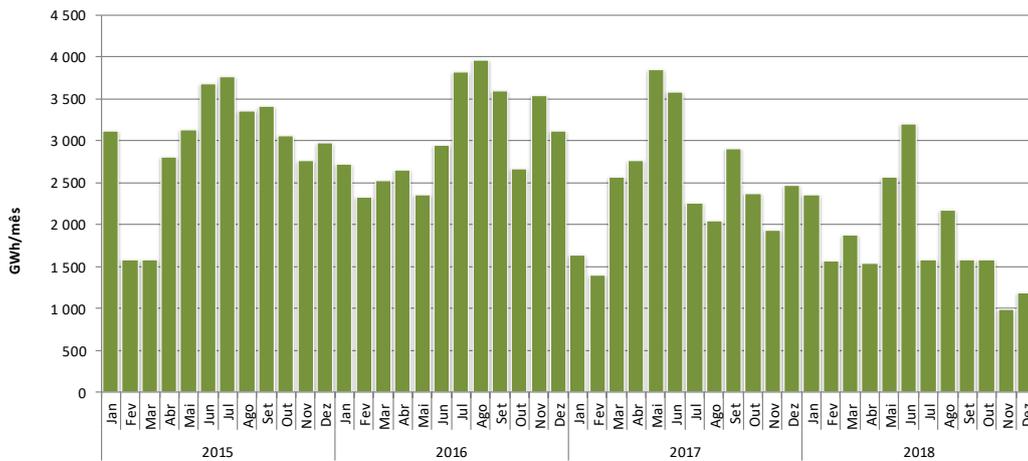
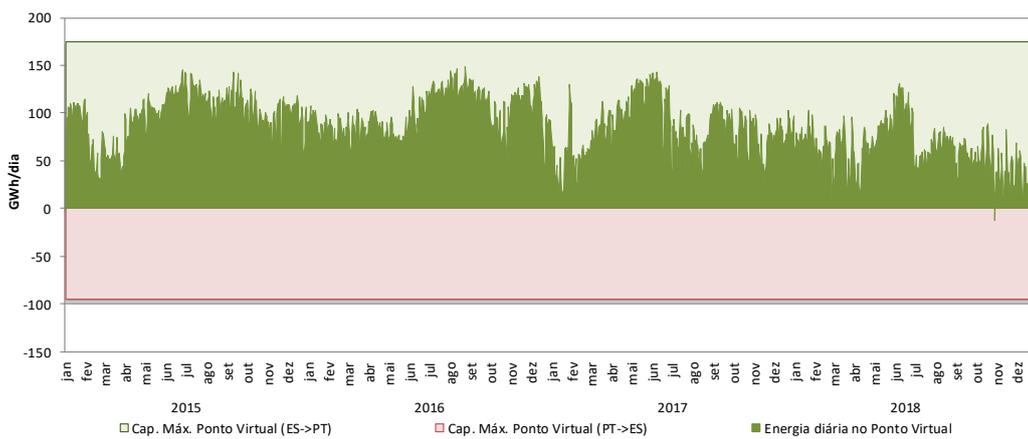


Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2015 a 2018



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

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A Figura 5-17 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT de 2015 a 2018. A Figura 5-18 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção/extração da mesma, de 2015 a 2018.

Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2015 a 2018

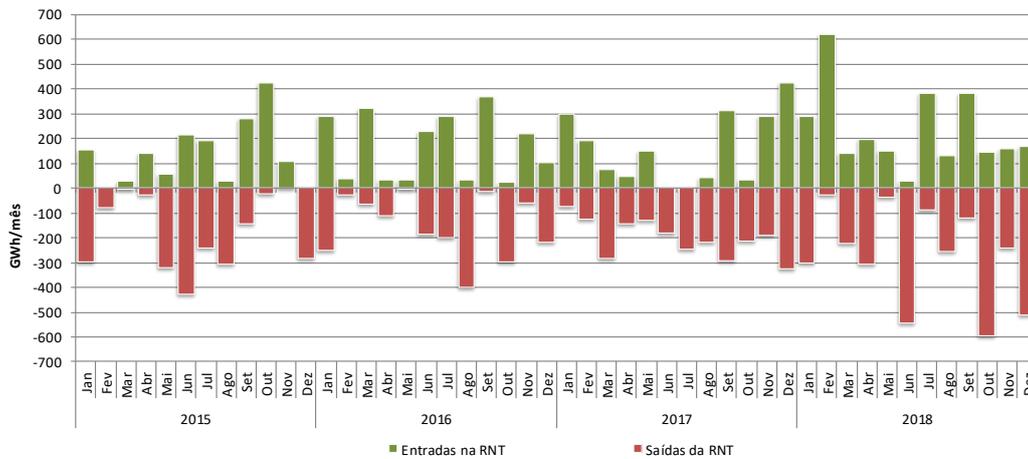
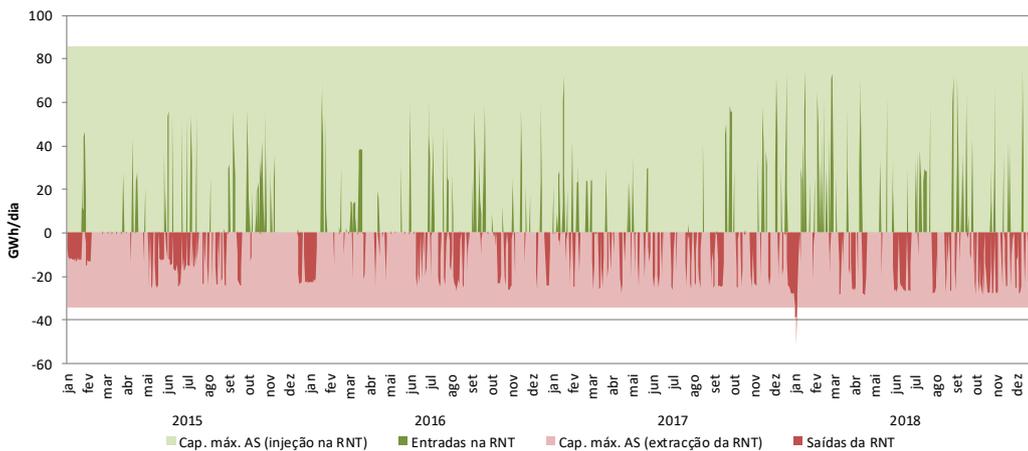


Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2015 a 2018



CENTROS ELETROPRODUTORES

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os centros eletroprodutores, em termos de energia mensal e diária extraída da rede de 2015 a 2018.

Em 2018, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 173 dias/ano, representando uma utilização de 47% das suas capacidades máximas utilizadas em 2018.

Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2015 a 2018

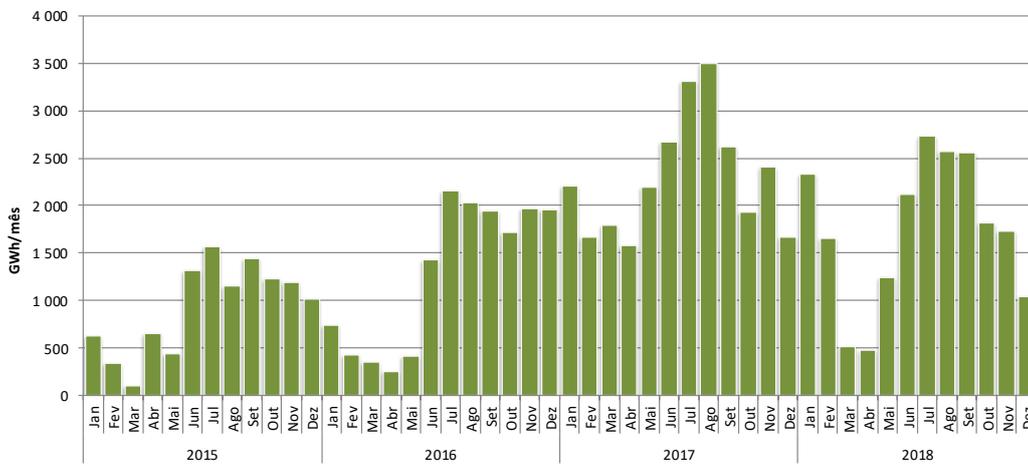
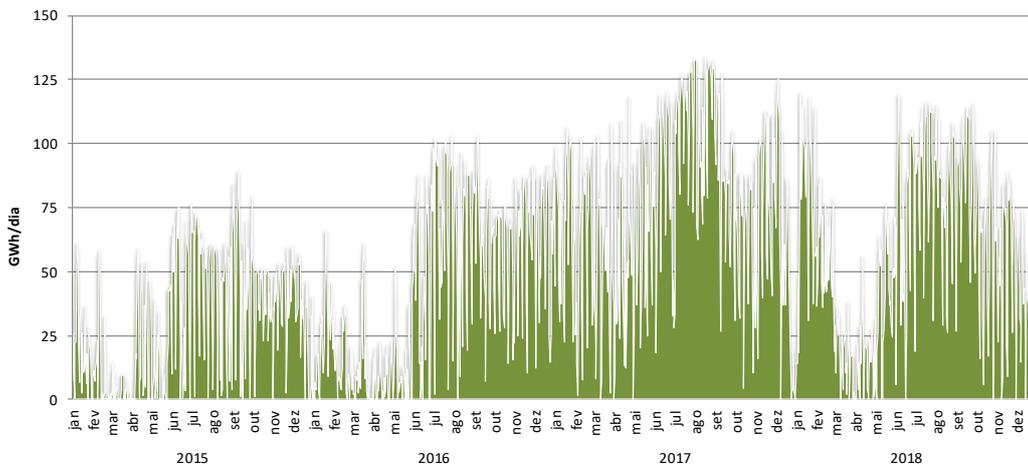


Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2015 a 2018



CLIENTES INDUSTRIAIS EM ALTA PRESSÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os clientes em alta pressão, em termos de energia mensal e diária extraída da rede. Em 2018, verifica-se que os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 277 dias/ano, representando uma utilização de 76%.

Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2015 a 2018

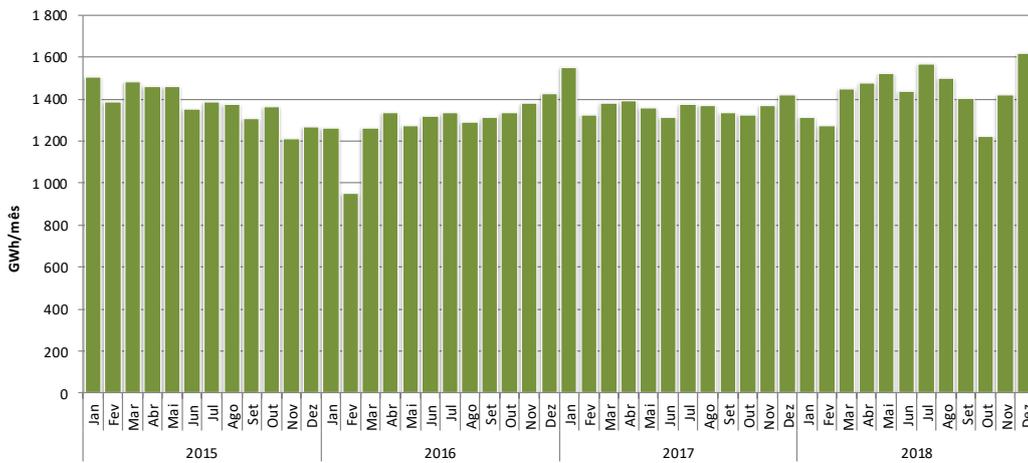
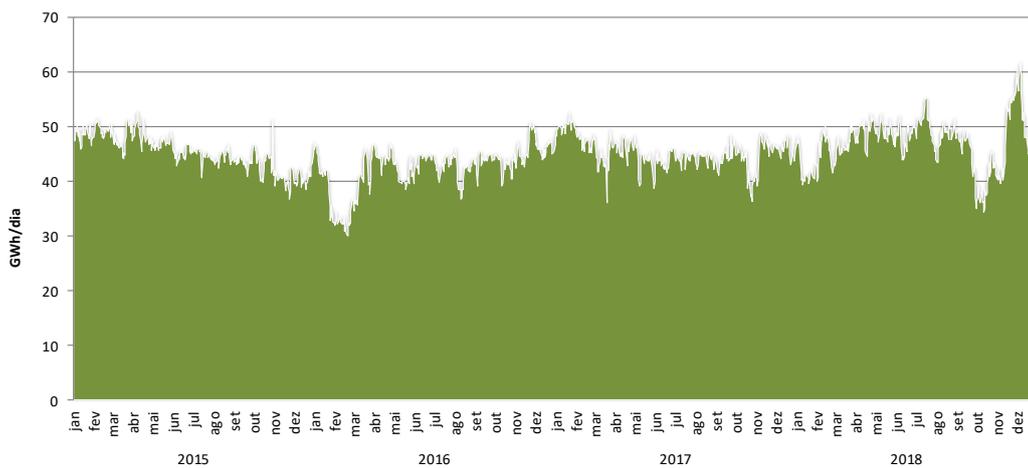


Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2015 a 2018



REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com a RND em termos de energia mensal e diária extraída da rede, de 2015 a 2018.

Em 2018, verifica-se que as entregas à RND correspondem a uma modulação de extração na RNT de 262 dias/ano, representando uma utilização de 72% da sua capacidade máxima total de extração.

Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2015 a 2018

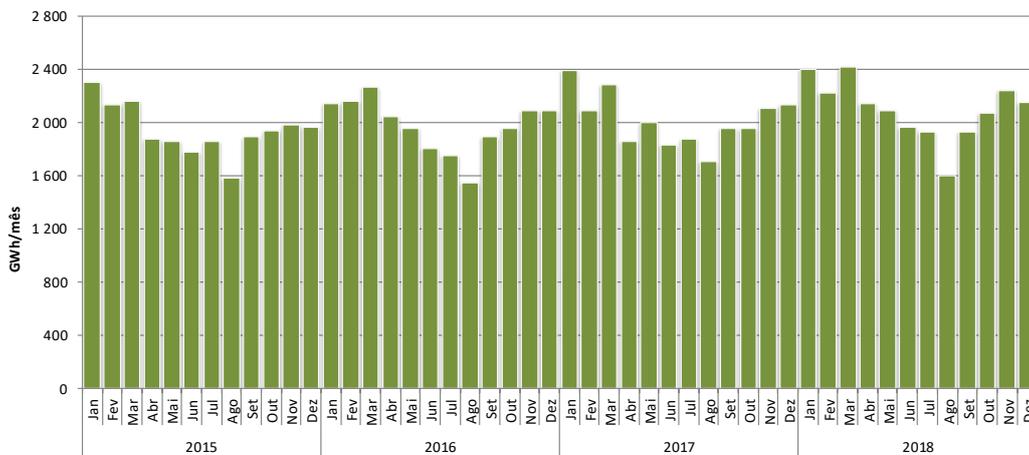
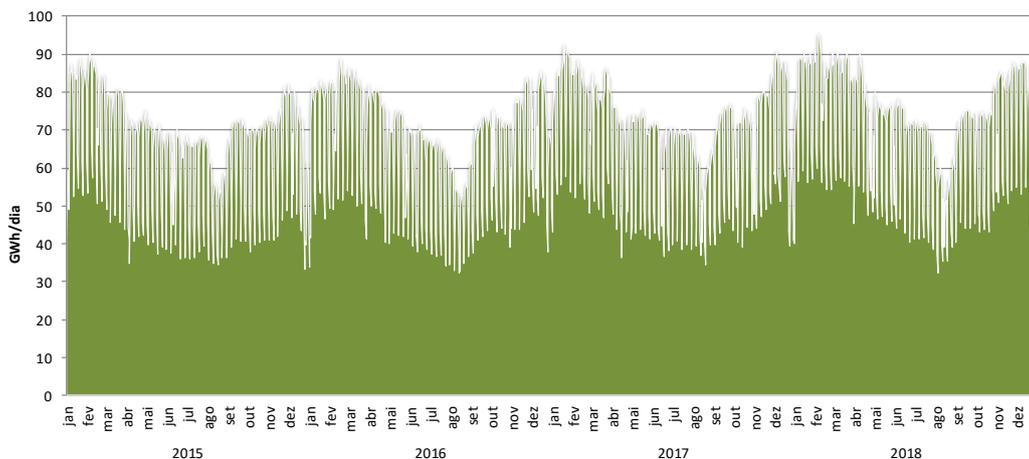


Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2015 a 2018



SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE

As figuras seguintes caracterizam as saídas da RNT para clientes em alta pressão (incluindo os centros eletroprodutores) e para a RND, em termos de energia mensal e diária saída da rede RNT, de 2015 a 2018.

Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2015 a 2018

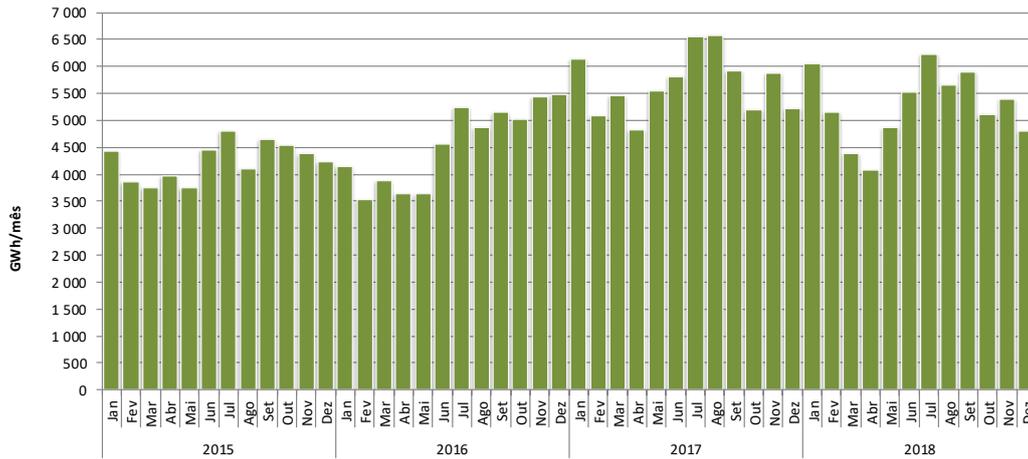
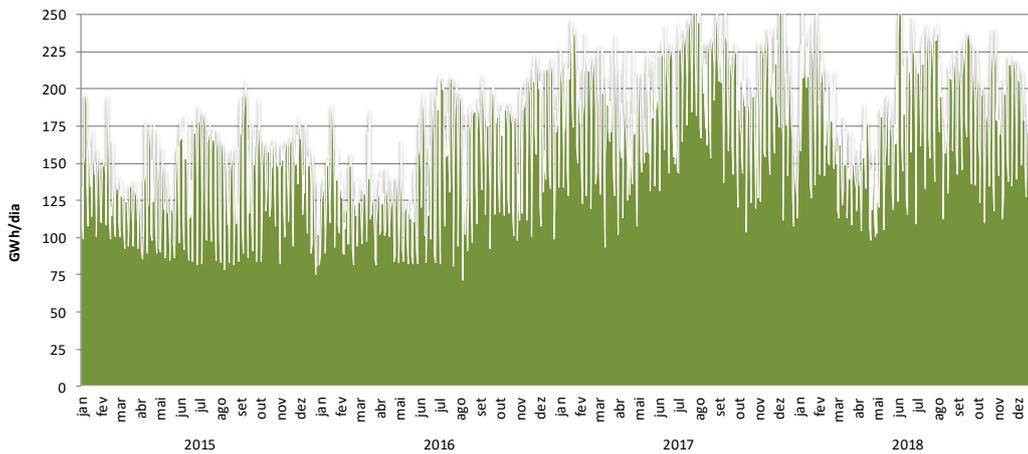


Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2015 a 2018

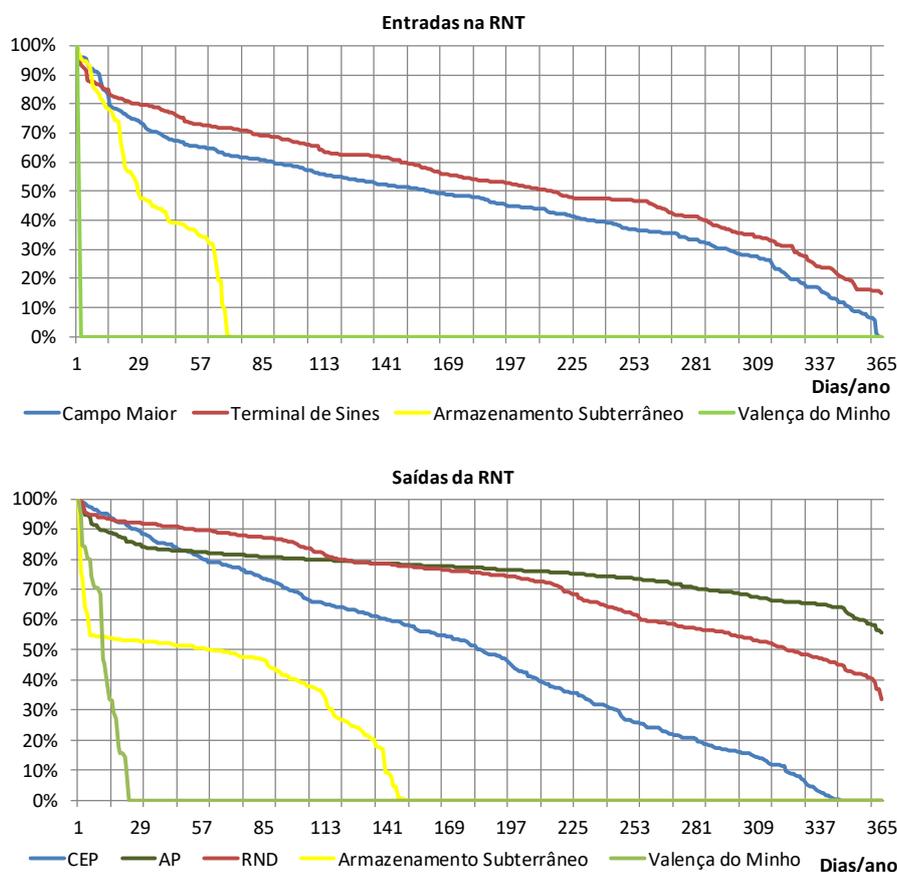


CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPETIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNT em função do respetivo valor máximo de energia de cada ponto, ocorrido durante o ano de 2018. A título de exemplo, e no que respeita às entradas na RNT, verifica-se que, durante mais de metade do ano (188 dias), a interligação em Campo Maior e o Terminal de Sines apresentam valores de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. Verifica-se que os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida, em 2018, foram o Armazenamento Subterrâneo e a interligação de Valença do Minho.

No que respeita às saídas, verifica-se que os clientes industriais em AP apresentaram durante quase a totalidade do ano valores de energia diários superiores a 60% do valor máximo anual. No que respeita ao agregado das saídas para as RND, estes apresentam as maiores utilizações com valores anuais de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. O ponto de saída com a menor utilização anual é o Armazenamento Subterrâneo.

Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2018, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto



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

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

De seguida identificam-se os factos mais relevantes com incidência na utilização da rede de transporte e das infraestruturas de alta pressão, que se preveem para o ano gás 2019-2020, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada no capítulo anterior.

- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás natural na estrutura de produção elétrica. Além da imprevisibilidade em termos de energia, também a capacidade máxima atingida, ligada à potência nominal das centrais, apresenta maior instabilidade enquanto variável de procura.
- Na utilização da Rede de Transporte assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: VIP (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo do Carriço. Assumem-se como pontos de saída os clientes ligados diretamente à rede de AP, as redes de distribuição, o Terminal de GNL em Sines, as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo.
- São previstas quantidades, por ponto de entrada e por ponto de saída, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (interligações internacionais de Campo Maior, Valença do Minho, Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal, diário e intradiário, como estabelecido no Regulamento Tarifário.
- São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis e de curtas utilizações.
- Relativamente às quantidades previstas para a tarifa de Uso Global do Sistema foi necessário desagregar as quantidades dos centros eletroprodutores das restantes entregas, para assim poder ser aplicada a Parcela II desta tarifa.
- As quantidades de energia previstas para o Terminal de Sines resultam do balanço de energia apresentado no capítulo 3. Assume-se uma estrutura de aprovisionamento entre a energia regaseificada pelo Terminal de Sines (60%) e a energia que entra pelas interligações (40%). Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de Sines são iguais às quantidades regaseificadas pelo mesmo, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*), para o ano gás 2019-2020.
- Considera-se que existe exportação de gás natural do VIP para Espanha, de acordo com o histórico verificado.
- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 6 cavernas no ano gás 2019-2020, como descrito no capítulo 3.1.1.

5.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

5.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA

A análise de quantidades de gás natural na rede de distribuição foi determinada a partir da informação desagregada sobre a caracterização das quantidades no SNGN em 2017-2018, enviada pelos vários agentes de mercado (Operador da Rede de Transporte, Operadores da Rede de Distribuição e Comercializadores de Último Recurso Retalhistas). Esta caracterização inclui as quantidades numa perspetiva global do consumo, bem como as quantidades associadas às variáveis de faturação do sistema tarifário.

REFERENCIAL DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS AOS CONSUMIDORES FINAIS

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

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

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

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

Variável de faturação	Opção Flexível
Termo fixo mensal	€/mês
Capacidade base anual	€/(kWh/dia)
Capacidade mensal adicional	€/(kWh/dia)
Energia (com diferenciação de períodos horários em Fora de Vazio e Vazio)	€/kWh

FATURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (KWH)

Para garantir uma maior comparabilidade entre preços dos diferentes vetores energéticos, a ERSE definiu a publicação dos preços em unidades de energia (kWh) em vez de volume (m³). Esta comparabilidade é importante quer entre formas de energia diferentes, como a eletricidade, quer entre fornecimentos de gás natural em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás natural (em €/kWh) em Alta Pressão é diretamente comparável com o preço de fornecimento de gás natural nos pequenos consumidores domésticos.

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

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

5.2.2 DETERMINAÇÃO DAS CONVERSÕES DE QUANTIDADES E PERFILAGEM

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

Uma vez que os contadores com capacidade de leitura diária estão disponíveis para os fornecimentos anuais superiores a 100 000 m³, considera-se que todos os clientes ligados às redes de distribuição com fornecimentos anuais superiores a 100 000 m³ estão nas respetivas opções tarifárias com leitura diária.

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

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

Relativamente à conversão de energia anual para energia em fora de vazio e vazio, utilizou-se uma relação de 96% para fora de vazio nos fornecimentos de BP<. Nos fornecimentos em BP> e MP foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2017-2018. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 95% e nos fornecimentos em MP é de 92%.

A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo. Na ausência de informação de leitura sobre o consumo diário nos fornecimentos em BP< e nas opções tarifárias BP> e MP com leitura mensal, estima-se a capacidade utilizada a partir do seu consumo anual, através do parâmetro de modulação. Nas restantes opções tarifárias foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2017-2018. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos ≤ 10 mil m³/ano – modulação entre 26 e 35 dias
- 10 mil m³/ano < Consumos ≤ 100 mil m³/ano – modulação de 47 dias

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

5.2.3 UTILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO NACIONAIS

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

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

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

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

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

5.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

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

Com base nas previsões de quantidades e de número de clientes para os operadores das redes de distribuição (ORD) e para os comercializadores de último recurso retalhistas (CUR), para os anos civis de 2019 e 2020, foi definida a quota de mercado entre os fornecimentos à tarifa pelos CUR e os fornecimentos em mercado em cada rede de distribuição para o ano gás 2019-2020. A diferença entre as previsões para o ORD e para os CUR caracteriza as quantidades e o número de clientes em regime de mercado.

Para caracterizar a procura nas tarifas transitórias foram aplicadas quotas de mercado liberalizado às previsões de cada ORD. Estas foram definidas com base na informação prestada pelos agentes, resultando nos seguintes valores:

- No ano gás 2019-2020 a quota do mercado liberalizado prevista para clientes ligados em média pressão é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2019-2020 a quota do mercado liberalizado prevista para clientes ligados em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 10 000 m³ é em média de 96% (energia) e de 91% (número de clientes).
- No ano gás 2019-2020 a quota do mercado liberalizado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é em média de 82% (energia) e de 83% (número de clientes).

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

5.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

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

No Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estabelece-se o regime destinado a permitir a extinção, de forma gradual, por escalão de consumo anual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais no território continental.

Pelo disposto no Decreto-Lei n.º 74/2012 as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ passaram a ter um carácter transitório a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes finais com consumos anuais superiores a 500 m³ e a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

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

No quadro seguinte apresentam-se as quotas de mercado adotadas nas tarifas para o ano gás 2019-2020, para os fornecimentos em regime de mercado, para consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m³.

Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2019-2020

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	76%	93%	100%	78%	89%	100%
Dianagás	77%	96%	100%	80%	88%	100%
Duriensegás	78%	98%	100%	76%	95%	100%
Lisboagás	78%	94%	100%	79%	87%	100%
Lusitaniagás	82%	97%	100%	81%	93%	100%
Medigás	78%	96%	100%	78%	95%	100%
Paxgás	74%	89%	n.a.	73%	79%	n.a.
EDPgás	88%	97%	100%	90%	93%	100%
Setgás	81%	93%	100%	81%	85%	100%
Sonorgás	98%	100%	100%	96%	100%	100%
Tagusgás	79%	95%	100%	83%	91%	100%
Total	82%	96%	100%	83%	91%	100%

6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2019-2020

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

Nos quadros seguintes sumariza-se o número de clientes e energia, discriminados por nível de pressão e consumo, na perspetiva dos operadores de rede, previstos para o ano gás 2019-2020.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2019-2020

Fornecimentos (Tarifas 2019-20)	N.º Clientes						AP		Total
	≤500 m ³	>500 m ³	≤10 000 m ³	>10 000 m ³	BP Total	MP >1 000 000 m ³	Clientes industriais	CEP*	
Beiragás	51 126	4 517	55 643	277	55 920	21			55 941
Dianagás	9 923	339	10 263	43	10 305	3			10 308
Sonorgás	22 304	1 141	23 445	125	23 569	3			23 572
Duriensegás	26 453	4 287	30 740	175	30 914	2			30 916
Lisboagás	501 323	33 768	535 091	1 295	536 386	60			536 446
Lusitaniagás	213 662	16 022	229 684	824	230 508	131			230 639
Medigás	23 429	558	23 987	57	24 044	1			24 045
Paxgás	6 026	81	6 107	7	6 114	0			6 114
REN Portgás	342 806	37 392	380 198	1 537	381 735	152			381 887
Setgás	168 204	3 854	172 058	215	172 273	20			172 293
Tagusgás	38 132	1 550	39 683	194	39 876	23			39 899
ORD	1 403 389	103 508	1 506 897	4 746	1 511 643	416			1 512 059
ORT							16	4	20
Total	1 403 389	103 508	1 506 897	4 746	1 511 643	416	16	4	1 512 079

* - Centros eletroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2019-2020

Fornecimentos (Tarifas 2019-20)	GWh						AP		Total
	≤500 m ³	>500 m ³	≤10 000 m ³	>10 000 m ³	BP Total	MP >1 000 000 m ³	Clientes industriais	CEP*	
Beiragás	100	63	163	203	367	782			1 148
Dianagás	20	6	26	26	53	36			89
Sonorgás	51	20	71	47	118	31			148
Duriensegás	58	56	114	99	213	34			248
Lisboagás	1 047	505	1 552	800	2 352	2 418			4 770
Lusitaniagás	468	245	713	964	1 676	7 106			8 783
Medigás	36	13	50	43	93	24			117
Paxgás	10	2	11	5	17	0			17
REN Portgás	745	488	1 233	1 488	2 721	4 861			7 583
Setgás	306	61	367	217	584	1 337			1 921
Tagusgás	74	38	112	192	304	1 088			1 392
ORD	2 916	1 498	4 413	4 086	8 499	17 717			26 216
ORT							17 048	20 325	37 373
Total	2 916	1 498	4 413	4 086	8 499	17 717	17 048	20 325	63 589

* - Centros eletroprodutores

6.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DA TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de OLMC a aplicar às entregas a Redes de Distribuição e às entregas a clientes em Alta Pressão.

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	Capacidade Utilizada
	(MWh/dia)/mês
Entregas a Redes de Distribuição	109 789
Entregas a Clientes em AP	162 929

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

6.2.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

CÁLCULO DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE DE REGASEIFICAÇÃO CONTRATADA

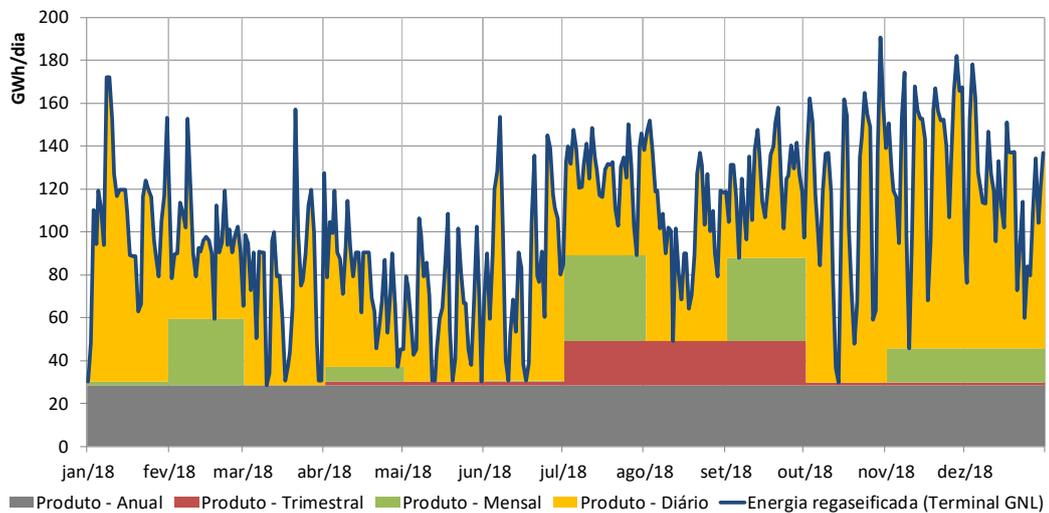
Nesta secção apresenta-se o cálculo da previsão dos produtos de capacidade de regaseificação contratada para as diferentes maturidades. Considera-se que os produtos de curto prazo apresentam preços mais elevados em relação ao produto anual (produto de maior maturidade). A definição dos multiplicadores que relacionam os preços dos diversos produtos de capacidade de curto prazo com o produto de capacidade anual é apresentada no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020”.

São apresentadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) minimização da faturação de contratação de capacidade. Com multiplicadores unitários os dois critérios de otimização conduzem a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores superiores a 1 aos preços dos produtos de menor maturidade resulta num incentivo para contratar produtos de maior maturidade com preços mais reduzidos, observando-se em alguns períodos situações

de sobre-reserva, isto é, reserva de capacidade superior à necessária. Nesta situação os dois critérios de otimização conduzem a soluções diferentes.

Considerando o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL, em 2018, calcula-se a combinação de produtos de capacidade de regaseificação que minimiza a capacidade a contratar. A Figura 6-1 ilustra o resultado desta opção. A curva a azul representa o total de energia diária regaseificada pelo terminal para a RNT e os retângulos coloridos representam os diferentes produtos de capacidade contratada.

Figura 6-1 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada



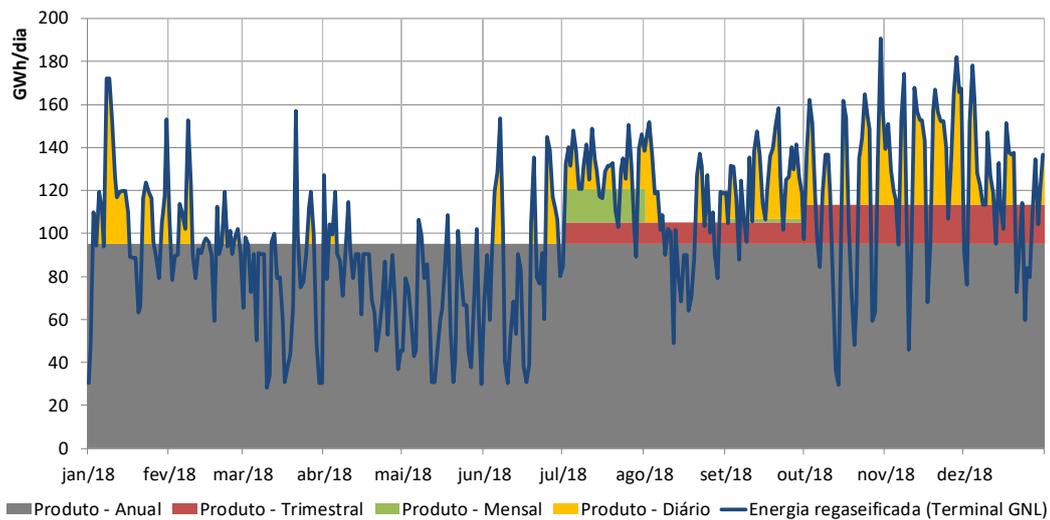
Verifica-se que a minimização da capacidade contratada leva a uma combinação de produtos, função do perfil diário de regaseificação do terminal de GNL, que não conduz à contratação de sobre-capacidade.

Por outro lado, e uma vez mais considerando o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL em 2018, analisa-se o caso em que os agentes de mercado⁹ adotam uma estratégia de contratação de capacidade que considere uma combinação de produtos de capacidade que minimiza a sua fatura total anual, i.e., privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos, em detrimento dos produtos de curto prazo mais caros. Este cenário tende a ser o adotado pelos agentes com maior previsibilidade nos seus

⁹ Considera-se apenas um agente de mercado e que este representa o total da procura nacional.

fornecimentos anuais. A Figura 6-2 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo.

Figura 6-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada



A combinação de produtos apresentada na Figura 6-2 resulta de um processo de minimização, considerando (i) os preços diferenciados por produtos de capacidade, (ii) a existência de 1 produto anual, (iii) a existência de 4 produtos trimestrais, (iv) a existência de 12 produtos mensais e (v) que os produtos diários fazem o fecho de quantidades em relação à capacidade total diária requerida. Como foi referido, o objetivo deste método é minimizar a fatura anual da variável de capacidade contratada. Neste cálculo não são consideradas quantidades intra-diárias.

Como se observa, esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Este método conduz a resultados em que se verifica a contratação de produtos de capacidade de maior prazo (produto anual) resultando em situações de sobre-contratação, na medida em que o seu preço é mais reduzido comparativamente com os preços dos produtos de menor prazo.

Não são estimadas quantidades para a opção de tarifa agregada e para a função de carregamento de navios metaneiros.

O quadro seguinte apresenta as quantidades consideradas no cálculo das Tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL		
Receção GNL		Energia Receção (MWh)
Entregas à RNTGN		37 693 792
Entregas a camiões cisterna		1 828 265
Armazenamento GNL		Capacidade de armazenamento contratada de GNL (kWh/dia)
Produto de capacidade anual		1 455 331 999
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL		Capacidade de regaseificação contratada (kWh/dia)
Produto de capacidade anual		95 181 945
Produto de capacidade trimestral		7 113 057
Produto de capacidade mensal		1 432 849
Produto de capacidade diário		12 177 236
Produto de capacidade intradiário		0
Entrega a camiões cisterna		Energia (MWh)
Carregamento de camiões cisterna		Número de carregamentos
		6 354

6.2.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

PRODUTOS DE CAPACIDADE CONTRATADA NO ARMAZENAMENTO CONTRATADA

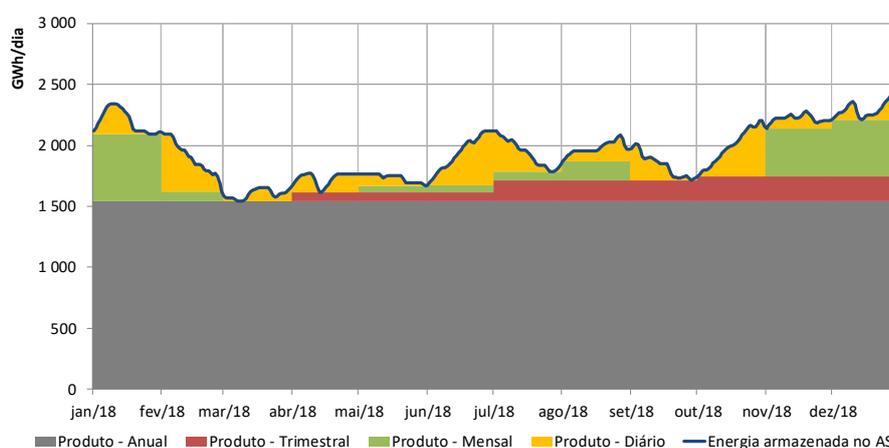
À semelhança da análise realizada para o terminal de GNL, nesta secção apresenta-se o cálculo dos produtos de capacidade de armazenamento com diferentes maturidades e considerando os multiplicadores de preços aplicáveis em que os produtos de curto prazo apresentam preços mais elevados em relação ao produto anual (produto de maior maturidade). A definição dos multiplicadores que relacionam os preços dos diversos produtos de capacidade com o produto de capacidade anual é apresentada no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020”.

Seguidamente são apresentadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) minimização da faturação de contratação de capacidade. Com multiplicadores unitários, os dois critérios de otimização conduzem a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores superiores a 1 aos preços dos produtos de menor maturidade resulta num incentivo para contratar produtos de maior maturidade com preços mais reduzidos, observando-se em alguns períodos

situações de sobre-reserva, isto é, reserva de capacidade superior à necessária. Nesta situação os dois critérios de otimização conduzem a soluções diferentes.

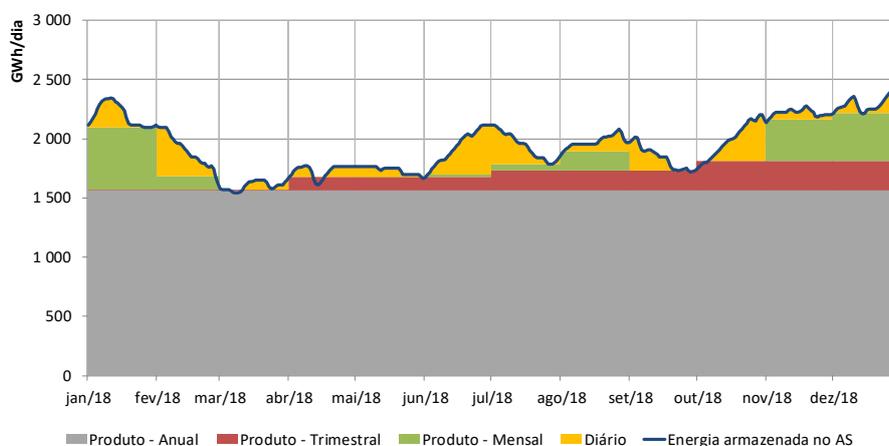
Conhecendo o perfil diário de energia armazenada no armazenamento subterrâneo, em 2018, é possível calcular a capacidade de armazenamento contratada, adotando uma estratégia de minimização da capacidade contratada. A Figura 6-3 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a azul representa o total de energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo e os retângulos coloridos representam os diferentes produtos de capacidade contratada.

Figura 6-3 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada



Outra estratégia para a contratação de capacidade é a utilização de uma combinação de produtos de capacidade que minimizem a fatura anual da capacidade de armazenamento contratada, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Este cenário seria o adotado pelos agentes caso estes conseguissem prever os seus fornecimentos anuais. A Figura 6-4 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo.

Figura 6-4 - Produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual de capacidade contratada



A combinação de produtos apresentada na Figura 6-4 resulta de um processo de minimização, considerando (i) os preços diferenciados por produtos de capacidade, (ii) a existência de 1 produto anual, (iii) a existência de 4 produtos trimestrais, (iv) a existência de 12 produtos mensais e (v) que os produtos diários fazem o fecho de quantidades em relação à capacidade total diária requerida. Como foi referido, o objetivo deste método é minimizar a fatura anual da variável de capacidade contratada.

Como se observa, esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Este método conduz a resultados em que se verifica uma maior contratação de produtos de capacidade de maior prazo (produto anual), resultando algumas situações de sobre-reserva, na medida em que o seu preço é mais reduzido comparativamente com os preços dos produtos de menor prazo.

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

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Capacidade de armazenamento contratada (kWh/dia)	Energia injectada (kWh)	Energia extraída (kWh)
Produto de capacidade			
Produto anual	1 564 609 428		
Produto trimestral	133 387 889	3 150 576 143	3 150 576 143
Produto mensal	137 050 914		
Produto diário	114 176 496		

6.2.3 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de OLMC a aplicar pelo Operador da Rede de Transporte para as entregas a Redes de Distribuição e para as entregas a clientes em Alta Pressão.

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo ORT

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	Capacidade Utilizada
	(MWh/dia)/mês
Entregas a Redes de Distribuição	109 789
Entregas a Clientes em AP	162 929

6.2.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela I	
	Energia
	(MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	20 324 526
Entregas a clientes em AP	17 048 476
Entregas aos operadores de redes de distribuição	26 263 132

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela II	
	Energia (MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	n.a.
Entregas a clientes em AP	17 048 476
Entregas aos operadores de redes de distribuição	26 263 132

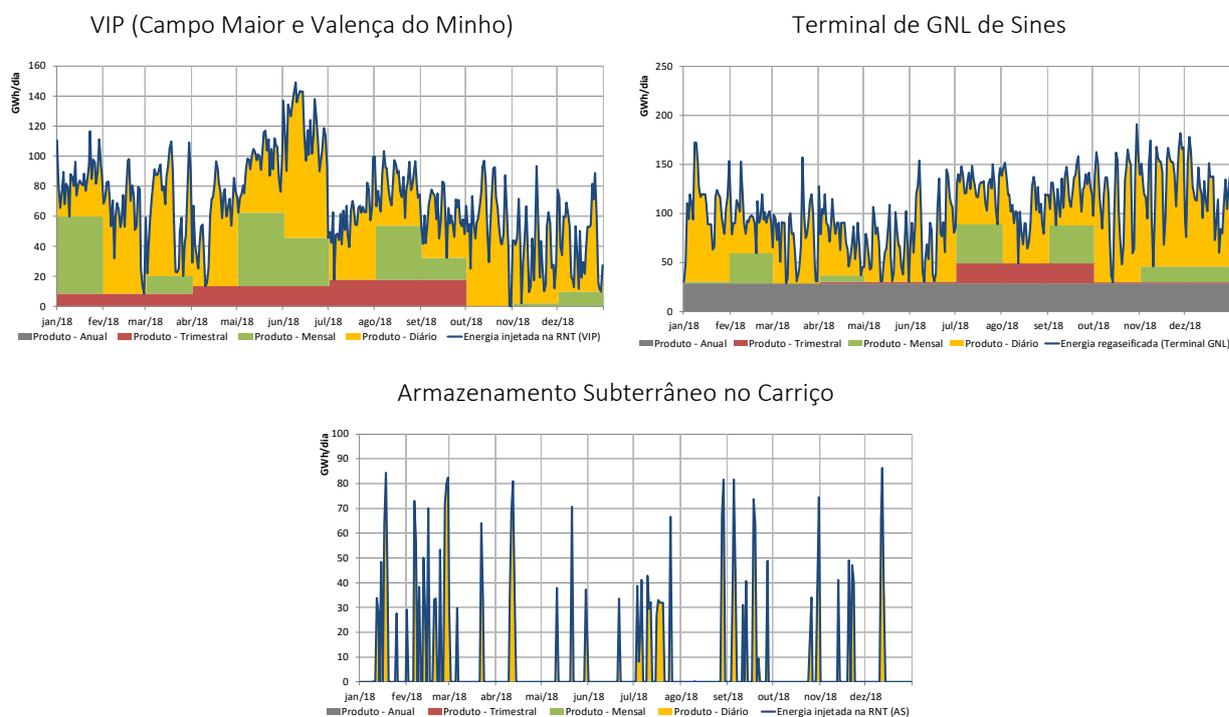
n.a.- Não aplicável

6.2.5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

PRODUTOS DE DE CAPACIDADE CONTRATADA NA REDE DE TRANSPORTE

À semelhança da análise realizada quer para o terminal de GNL, quer para o armazenamento subterrâneo, nesta secção apresenta-se o cálculo dos produtos de capacidade contratada nos diferentes pontos de entrada na RNT.

Figura 6-5 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT
– Minimização da capacidade contratada

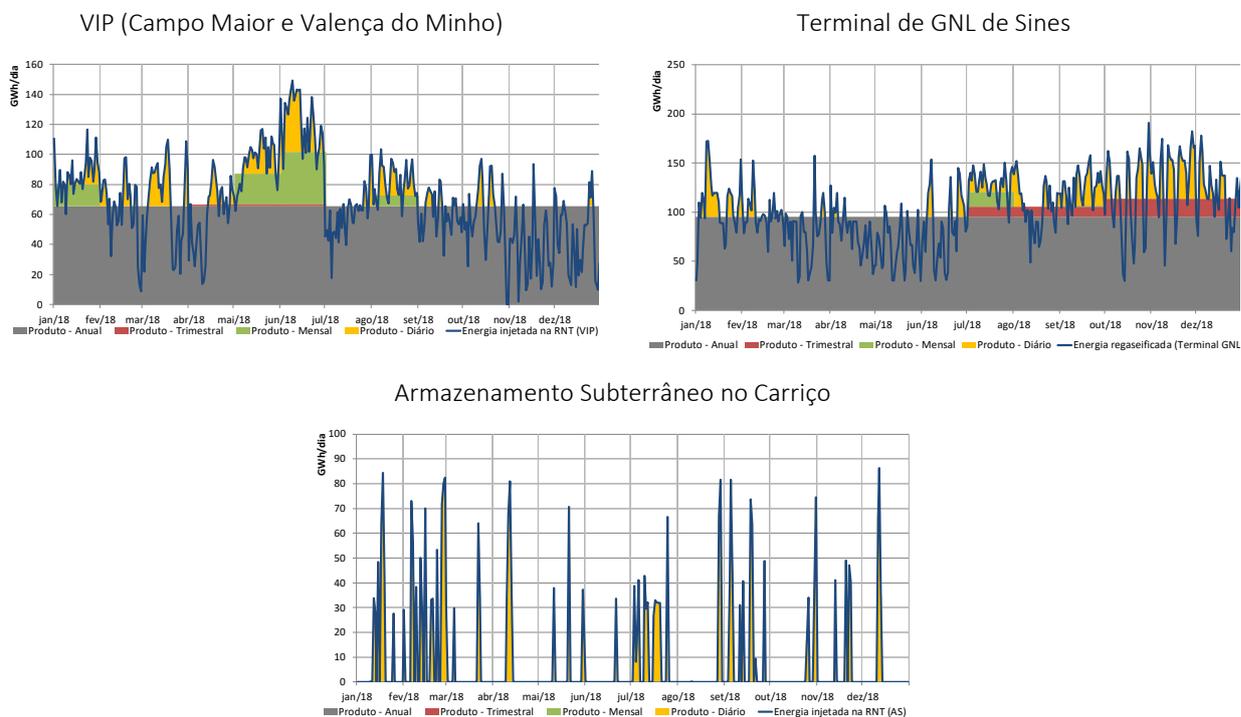


Seguidamente são adotadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) minimização da faturação de contratação de capacidade. Com multiplicadores unitários os dois critérios de otimização conduzem a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores superiores a 1 aos preços dos produtos de menor maturidade resulta num incentivo para contratar produtos de maior maturidade com preços mais reduzidos, observando-se em alguns períodos situações de sobre-reserva. Nesta situação os dois critérios de otimização conduzem a soluções diferentes.

Conhecendo o perfil diário das injeções na RNT, por ponto de entrada em 2018, calcula-se a combinação de produtos a contratar em cada ponto de entrada que minimiza o valor da capacidade contratada. A Figura 6-6 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a azul representa o total de energia diária injetada para a RNT e os retângulos coloridos representam os diferentes produtos de capacidade contratada. Uma vez mais, esta solução privilegia uma combinação dos produtos de todos os prazos, nomeadamente o diário, o mensal, o trimestral e o anual, independentemente do ponto de entrada que se considere. Não estão a ser consideradas quantidades intra-diárias.

Outra estratégia para a contratação de capacidade seria a utilização de uma combinação de produtos de capacidade que minimiza a fatura anual da capacidade contratada de entrada na RNT, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Este cenário tende a ser adotado pelos agentes com maior previsibilidade nos seus fornecimentos anuais. Não estão a ser consideradas quantidades intra-diárias. A Figura 6-6 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo.

Figura 6-6 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT
 – Minimização da fatura anual de capacidade contratada



A combinação de produtos apresentada na Figura 6-6 resulta de um processo de minimização, considerando (i) os preços diferenciados por produtos de capacidade, (ii) a existência de 1 produto anual, (iii) a existência de 4 produtos trimestrais, (iv) a existência de 12 produtos mensais e (v) que os produtos diários fazem o fecho de quantidades em relação à capacidade total diária requerida. Como foi referido, o objetivo deste método é minimizar a fatura anual da variável de capacidade contratada. Como se observa, esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Este método conduz a resultados em que se verifica uma maior contratação de produtos de capacidade de maior prazo (produto anual), resultando algumas situações de sobre-reserva, na medida em que o seu preço é mais reduzido comparativamente com os preços dos produtos de menor prazo.

São utilizados no cálculo das tarifas os resultados obtidos através da adoção de uma estratégia de minimização da fatura total anual agregada.

São estimadas quantidades nulas para o produto de capacidade contratada intradiário quer nas entradas, quer nas saídas da RNT.

São estimadas quantidades nulas para os produtos interruptíveis e para o horizonte temporal superior ao ano, quer nas entradas quer nas saídas da RNT.

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

Quadro 6-9 – Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)		
	(kWh/dia)	(kWh/h)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	79 914 507	0
Produto de capacidade anual	65 554 935	
Produto de capacidade trimestral	231 556	
Produto de capacidade mensal	6 472 594	
Produto de capacidade diário	7 655 422	
Produto de capacidade intradiário		0
Terminal GNL em Sines	115 905 088	0
Produto de capacidade anual	95 181 945	
Produto de capacidade trimestral	7 113 057	
Produto de capacidade mensal	1 432 849	
Produto de capacidade diário	12 177 236	
Produto de capacidade intradiário		0
Armazenamento Subterrâneo	8 631 715	0
Produto de capacidade diário	8 631 715	
Produto de capacidade intradiário		0

Quadro 6-10 - Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)		
	(kWh/dia)	(kWh/h)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	408 695	0
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	408 695	
Produto de capacidade intradiário		0
Terminal GNL em Sines	0	0
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário		0
Armazenamento Subterrâneo	8 631 715	0
Produto de capacidade diário	8 631 715	
Produto de capacidade intradiário		0

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)			
	Capacidade Utilizada/Base anual	Capacidade Mensal (Abr-Set)	Capacidade Mensal (Out-Mar)
	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês
Entregas a Clientes em AP (Longas utilizações)	58 418 398		
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	74 865 741	0	
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		32 280 450	27 009 366
Entregas aos operadores de rede de distribuição	109 788 800		

A capacidade utilizada dos Clientes em AP foi determinada considerando, por um lado, as previsões da REN Gasodutos para o ano gás 2019-2020 e por outro lado, os dados históricos da modulação verificada. A capacidade utilizada dos operadores de rede de distribuição foi determinada considerando a modulação prevista pela REN Gasodutos para o ano gás 2018-2019.

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

6.3.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de OLMC a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição, para a totalidade das suas entregas.

Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	QUANTIDADES
Termo Fixo (n.º de clientes)	1 512 059

6.3.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	26 263 132
Energia (Parcela II >)	21 831 706
Energia (Parcela II <)	4 431 426

6.3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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	26 263 132

6.3.4 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 6-15 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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} - Longas utilizações >	185		20 857 781	1 453 672	96 066 115
URD _{MP} - Longas utilizações <	204	3	2 568 546	191 171	14 816 791
URD _{MP} - Curtas utilizações >	1		14 561	454	597 794
URD _{MP} - Curtas utilizações <	4		60 901	5 062	929 044
URD _{BP>} - Longas utilizações >	50		448 353	31 135	2 638 434
URD _{BP>} - Longas utilizações <	902	3 771	3 371 102	162 757	42 510 065
URD _{BP>} - Curtas utilizações >	0		0	0	0
URD _{BP>} - Curtas utilizações <	2		2 024	244	160 906
URD _{BP<}	1 506 897		4 232 301	181 020	154 723 550

Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível mensal)					
Tarifas	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível mensal	10	440 976	45 338	3 082 056	2 208 744
URD _{BP>} - Flexível mensal	15	21 578	346	62 775	287 037

Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível anual)					
Tarifas	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível anual	9	556 345	49 952	4 930 251	34 101
URD _{BP>} - Flexível anual	6	44 352	3 620	417 929	672

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

6.4.1 TARIFA DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA AOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

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

Quadro 6-18 – Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	957 907

6.4.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-19 – Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m³/ano

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos ≤ 10 000 m ³ /ano (MWh)	799 858
Fornecimentos > 500 m ³ /ano (MWh)	267 193
Fornecimentos ≤ 500 m ³ /ano (MWh)	532 665

6.4.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 m³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³/ano

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos acima de 10 000 m ³ /ano (MWh)	158 049

6.4.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m³/ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	261 637
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	17 048
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	244 589
Termo de Energia (MWh)	796 590
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	266 101
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	530 489

6.4.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³/ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m ³ E < 2 MILHÕES m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	438
Termo de Energia (MWh)	157 403

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

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

6.5.1 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE EM ALTA PRESSÃO

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

Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional / Mensal (Abr-Set)	Capacidade Mensal Adicional / Mensal (Out-Mar)
	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Longas Utilizações	16 446 519	58 418 398	0	0
Flexível Anual	15 801 901	74 865 741	0	0
Flexível Mensal	5 124 583	0	32 280 450	27 009 366

6.5.2 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M³

Nos quadros seguintes apresentam-se as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	2	21 565	2 130	159 493	
Longas Utilizações <	43	81 752	5 396	594 265	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	229	86 622	2 004	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	3 880	0	11 955	24 680

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

Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 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)		
Longas Utilizações >	9	552 635	43 137	3 095 783	
Longas Utilizações <	11	172 304	12 750	1 148 904	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	631	63	115 995	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

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

DIANAGÁS

Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	8	14 348	693	138 044	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	35	11 437	21	
	≥ 100 001	0	0	0	

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

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

Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	3	33 192	2 864	136 887	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

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

DURIENSEGÁS

Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					DURIENSEGÁS				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)					
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)						
Longas Utilizações >	0	0	0	0					
Longas Utilizações <	21	46 045	1 633	320 676					
Curtas Utilizações>	0	0	0	0					
Curtas Utilizações<	0	0	0	0					
Mensal	10 000 - 100 000	154	51 460	22					
	≥ 100 001	0	0	0					

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

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

Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP – Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DURIENSEGÁS				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)					
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)						
Longas Utilizações >	0	0	0	0					
Longas Utilizações <	2	32 991	1 344	164 835					
Curtas Utilizações>	0	0	0	0					
Curtas Utilizações<	0	0	0	0					
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0					
	≥ 100 001	0	0	0					

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					DURIENSEGÁS				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)				
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)						
Flexível Mensal	0	0	0	0	0				

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

LISBOAGÁS

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 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)		
Longas Utilizações >	4	41 066	2 953	222 081	
Longas Utilizações <	190	384 562	26 180	2 539 908	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	21	0	340	
Mensal	10 000 - 100 000	1 098	336 244	753	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	1 160	68	4 232	4 723

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	1	5 808	695	57 917	2

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 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)		
Longas Utilizações >	21	1 631 379	146 911	8 492 741	
Longas Utilizações <	30	342 385	27 059	1 779 806	
Curtas Utilizações>	1	14 561	454	597 794	
Curtas Utilizações<	1	2 321	176	77 228	
Mensal	10 000 - 100 000	1	112	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	4	183 519	15 082	1 254 902	971 553

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	52 124	2 078	306 647	0

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	19	154 932	14 664	847 591	
Longas Utilizações <	203	519 161	41 346	3 655 449	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	128	0	22 042	
Mensal	10 000 - 100 000	598	213 824	1 353	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Mensal	1	2 222	2	11 173	46 734

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Anual	2	13 779	2 122	111 204	0

Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	62	5 324 527	493 121	23 705 448	
Longas Utilizações <	65	823 727	79 319	4 484 624	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	39 607	2 968	646 548	
Mensal	10 000 - 100 000	0	28	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Mensal	1	14 586	941	64 662	56 697

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Anual	1	296 677	30 926	3 549 056	0

MEDIGÁS

Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	2 449	207	14 607	
Longas Utilizações <	16	26 688	2 239	172 401	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	40	11 853	25	
	≥ 100 001	0	0	0	

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

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

Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 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)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	1	22 426	1 818	112 673	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

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

PAXGÁS

Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					PAXGÁS				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)					
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)						
Longas Utilizações >	0	0	0	0					
Longas Utilizações <	1	3 028	133	18 147					
Curtas Utilizações>	0	0	0	0					
Curtas Utilizações<	0	0	0	0					
Mensal	10 000 - 100 000	6	2 106	2					
	≥ 100 001	0	0	0					

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

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

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 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)						
Longas Utilizações >	0	0	0	0					
Longas Utilizações <	0	0	0	0					
Curtas Utilizações>	0	0	0	0					
Curtas Utilizações<	0	0	0	0					
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0					
	≥ 100 001	0	0	0					

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					PAXGÁS				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)				
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)						
Flexível Mensal	0	0	0	0	0				

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

REN PORTGÁS

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	19	179 296	6 605	1 092 897	
Longas Utilizações <	330	790 625	38 853	5 032 000	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1 183	420 300	24 018	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	2 873	275	30 680	26 381

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	3	24 766	803	248 808	671

Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	78	3 567 356	253 395	17 239 909	
Longas Utilizações <	66	788 942	37 373	4 920 120	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	18 343	1 855	89 272	
Mensal	10 000 - 100 000	2	362	37	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	6 297	265	37 821	42 691

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	5	173 414	13 649	884 786	2 711

SETGÁS

Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	5	42 602	4 076	256 588	
Longas Utilizações <	33	81 249	5 486	665 353	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 874	244	138 525	
Mensal	10 000 - 100 000	173	76 995	261	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	4 507	0	4 554	54 462

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

Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	8	923 367	75 762	4 286 021	
Longas Utilizações <	9	150 390	10 761	840 511	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	150 955	25 653	1 319 454	703 058

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

SONORGÁS

Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	9	13 602	489	89 734	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	116	31 758	1 192	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

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

Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 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)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	3	28 967	1 590	137 714	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em BP> - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	1	6 441	499	45 176	
Longas Utilizações <	47	115 580	7 979	1 054 396	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	140	51 864	2 681	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	6	6 938	0	180	130 057

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

Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2019-2020 em MP - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	7	710 699	60 900	2 754 229	
Longas Utilizações <	15	173 222	16 294	1 090 717	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	85 619	3 396	405 216	434 745

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	1	34 130	3 300	189 763	31 390

6.5.3 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP < 10 000 m³/ANO

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

Quadro 6-46 - Resumo das quantidades para o ano gás 2019-2020 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	163 368	55 643
Dianagás	26 263	10 263
Duriensegás	114 126	30 740
Lisboagás	1 552 381	535 091
Lusitaniagás	712 960	229 684
Medigás	49 667	23 987
Paxgás	11 492	6 107
REN Portgás	1 233 059	380 198
Setgás	366 984	172 058
Sonorgás	70 786	23 445
Tagusgás	112 234	39 683
Total BP<	4 413 321	1 506 897

Quadro 6-47 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)				
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	49 126	50 853	22 544	40 845	36 653	14 473	2 949	1 568
Dianagás	10 475	9 498	1 552	4 738	7 127	2 796	196	143
Duriensegás	26 476	31 826	24 803	31 021	18 405	8 048	2 953	1 334
Lisboagás	507 171	540 211	177 175	327 824	352 864	148 460	22 535	11 233
Lusitaniagás	221 454	246 329	95 092	150 085	151 196	62 466	11 099	4 923
Medigás	23 371	13 101	1 912	11 283	19 466	3 963	237	321
Paxgás	5 930	4 021	356	1 185	4 705	1 320	52	29
REN Portgás	337 226	407 636	201 184	287 013	230 458	112 349	26 210	11 181
Setgás	174 727	131 175	19 355	41 726	129 025	39 179	2 511	1 343
Sonorgás	44 409	6 209	5 869	14 299	20 712	1 592	607	534
Tagusgás	42 846	31 478	7 211	30 698	29 042	9 091	927	623
Total BP<	1 443 210	1 472 338	557 054	940 718	999 653	403 737	70 276	33 232

6.5.4 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

Quadro 6-48 - Resumo das quantidades para o ano gás 2019-2020 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	3 510	1 637
Dianagás	676	298
Duriensegás	173	146
Lisboagás	1 888	936
Lusitaniagás	34 178	15 337
Medigás	12 337	6 119
Paxgás	1 180	745
REN Portgás	388	242
Setgás	13 103	4 936
Sonorgás	8 376	4 658
Tagusgás	2 270	945
Total BP<	78 081	36 000

Quadro 6-49 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	1 725	1 786			1 174	463		
Dianagás	355	322			214	84		
Duriensegás	152	21			138	8		
Lisboagás	857	1 031			651	285		
Lusitaniagás	16 550	17 628			10 795	4 542		
Medigás	5 841	6 497			4 330	1 789		
Paxgás	756	424			619	126		
REN Portgás	231	157			189	53		
Setgás	5 932	7 171			3 318	1 618		
Sonorgás	4 784	3 592			3 573	1 085		
Tagusgás	1 308	961			720	225		
Total BP<	38 492	39 589			25 722	10 278		

6.6 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.6.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS 10 000 M³

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas Transitórias dos comercializadores retalhistas para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-50 - Resumo das quantidades para o ano gás 2019-2020 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	38 971	12 105
Dianagás	6 041	2 091
Duriensegás	25 113	7 392
Lisboagás	344 168	111 222
Lusitaniagás	127 755	44 692
Medigás	10 920	5 185
Paxgás	3 044	1 666
EDPGás	147 374	37 193
Setgás	68 272	32 375
Sonorgás	1 647	1 035
Tagusgás	23 285	6 684
Total BP<	796 590	261 637

Quadro 6-51 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR								
CUR	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)				
	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000
Beiragás	11 719	12 131	5 378	9 744	7 974	3 149	642	341
Dianagás	2 409	2 185	357	1 090	1 452	570	40	29
Duriensegás	5 826	7 003	5 458	6 826	4 426	1 935	710	321
Lisboagás	112 441	119 767	39 280	72 680	73 345	30 858	4 684	2 335
Lusitaniagás	39 682	44 140	17 040	26 894	29 420	12 154	2 160	958
Medigás	5 139	2 881	420	2 481	4 208	857	51	69
Paxgás	1 571	1 065	94	314	1 283	360	14	8
EDPGás	40 305	48 720	24 045	34 304	22 544	10 990	2 564	1 094
Setgás	32 505	24 403	3 601	7 763	24 278	7 372	473	253
Sonorgás	1 033	144	137	333	941	51	19	24
Tagusgás	8 889	6 531	1 496	6 369	4 892	1 531	156	105
Total BP<	261 520	268 969	97 306	168 795	174 761	69 828	11 512	5 536

6.6.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 m³ E INFERIORES A 2 MILHÕES DE M³

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais ligados à rede de distribuição e com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 milhões de m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 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)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	31	13 234	306	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás

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

DIANAGÁS

Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	5	1 177	2	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

DURIENSEGÁS

Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	8	2 247	1	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás

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

LISBOAGÁS

Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaegás

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)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	166	48 571	109	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaegás

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)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	62	24 792	157	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás

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

MEDIGÁS

Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	3	1 827	4	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

PAXGÁS

Quadro 6-64 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	2	588	1	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-65 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-66 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				EDP GÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	112	38 204	2 183	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-67 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

SETGÁS

Quadro 6-68 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	32	14 924	51	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-69 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

SONORGÁS

Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SONORGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	127	5	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-71 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TAGUSGÁS

Quadro 6-72 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	18	8 456	437	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-73 - Quantidades para o ano gás 2019-2020 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás

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

7 PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO

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

Na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) o período de vazio corresponde a todos os dias do mês de Agosto e os restantes dias do ano gás correspondem ao período de fora de vazio (Quadro 7-1).

Quadro 7-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDGN para o ano gás 2019-2020

Período de Fora de Vazio	Período de Vazio
outubro a julho setembro	agosto

8 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

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

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

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

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

8.1 PROPOSTA DE FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT

A REN Gasodutos enviou uma proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativamente à RNTIAT (terminal GNL, armazenamento subterrâneo e RNTGN) para vigorar no ano gás 2019-2020. No quadro seguinte apresenta-se a referida proposta.

Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos

Infraestrutura	Fator de ajustamento (%)
RNTGN	0,10
Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,60

Esta proposta representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2018-2019 para a RNTGN e para o Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL. No caso da infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural registou-se uma redução de 0,1 pontos percentuais no fator de ajustamento aplicável face ao ano gás 2018-2019.

A proposta da REN Gasodutos encontra-se justificada e tem por base o histórico de purgas, fugas e autoconsumos de gás natural nas infraestruturas nos últimos três anos.

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

A REN Gasodutos realizou uma consulta a todos os operadores das redes de distribuição em atividade no SNGN, tendo comunicado à ERSE a posição desses operadores que propõem a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as infraestruturas de distribuição, designadamente para as redes em MP e BP e para as UAG, aprovados para o ano gás 2018-2019.

8.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

Tendo por base a informação prestada nos anos anteriores, as perdas e autoconsumos na RNTGN são compostas por duas parcelas: os “autoconsumos” e as “purgas e fugas”, sendo de salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Com efeito, entre 1 de julho de 2015 e 30 de junho de 2018 verifica-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (98,97%) das perdas e autoconsumos verificadas na RNTGN. A proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção dos valores estabelecidos no ano gás anterior, que por sua vez eram idênticos aos dos anos anteriores.

No que respeita ao terminal de GNL, a REN Gasodutos informa que, à semelhança do que se tem sucedido, não se verificaram purgas ou fugas, pelo que propõe a manutenção do valor nulo para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Relativamente ao armazenamento subterrâneo, verifica-se que, tal como se tem sucedido nos últimos anos, o peso relativo das perdas e autoconsumos nos últimos três anos diminuiu, propondo por isso a REN Gasodutos o valor 0,60 %.

Relativamente à proposta dos operadores das redes de distribuição, a ERSE concorda com a vantagem da manutenção dos valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos em vigor para as redes de distribuição em MP e BP. Porém, considera que esta matéria requer uma maior atenção por parte dos operadores das redes de distribuição, no sentido de efetuarem estudos de acompanhamento das perdas e autoconsumos das suas redes.

8.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURAS DO SNGN PARA O ANO GÁS 2019-2020

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN a vigorarem no ano gás de 2019-2020.

Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN, para o ano gás 2019-2020

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2019-2020 (%)
RNTGN	0,10
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,60
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,00