

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NO ANO GÁS 2021-2022

Junho 2021

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 POR TIPO DE CONSUMIDORES	3
3	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2021-2022	13
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás.....	13
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG.....	13
3.1.2	Perdas e autoconsumos nas redes	17
3.2	Balanço de energia no SNG para o ano gás 2021-2022	17
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNG	21
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2021 E 2022	23
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS	33
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão.....	33
5.1.1	Caracterização da utilização das infraestruturas em alta pressão.....	33
5.1.1.1	Terminal de GNL	33
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo	36
5.1.1.3	Armazenamento Nacional de Gás	37
5.1.1.4	Rede de transporte.....	37
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte Nacional de Gás e infraestruturas de alta pressão	49
5.2	Redes de distribuição.....	51
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária	51
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	52
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais	53
5.3	Comercialização de último recurso	54
5.4	Comercialização em regime de mercado	55
6	CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2021-2022	57
6.1	Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC)	58
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	58
6.2.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	58
6.2.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	62
6.2.3	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	66
6.2.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	66

6.2.5	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	67
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	74
6.3.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	74
6.3.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	74
6.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	75
6.3.4	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	75
6.4	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	76
6.4.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	76
6.4.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m ³	77
6.4.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	77
6.4.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m ³	77
6.4.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	78
6.5	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	78
6.5.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	78
6.5.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	79
6.5.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m ³ /ano	91
6.5.4	Tarifa Social de Acesso às redes	92
6.6	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	94
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 inferiores ou iguais 10 000 m ³	94
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 superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 milhões de m ³	95
7	PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO.....	103
8	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS.....	105
8.1	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT.....	105
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.....	106
8.3	Análise da ERSE às propostas	106
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas do SNG para o ano gás 2021-2022	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil.....	3
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil	6
Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2021-2022 para os grandes grupos de consumidores.....	10
Figura 2-4 - Quantidades definidas para os comercializadores.....	11
Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2021-2022 no segmento de consumidores com consumo anual de gás superior a 10 000 m ³	16
Figura 3-2 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2021-2022 no segmento de consumidores com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m ³	17
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2021-2022	21
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)	23
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)	24
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTG soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)	25
Figura 4-4 - Energia saída da RNTG (valores ocorridos e previsões)	26
Figura 4-5 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos	29
Figura 4-6 - Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos	30
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2017 a 2020.....	33
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2017 a 2020.....	34
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2017 a 2020	34
Figura 5-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2017 a 2020	35
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2017 a 2020.....	35
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2017 a 2020.....	36
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2017 a 2020	36
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2017 a 2020.....	37
Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2020.....	38
Figura 5-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2020.....	39
Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2017 a 2020	40

Figura 5-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2017 a 2020.....	41
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2017 a 2020	41
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2017 a 2020	42
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2017 a 2020	42
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2017 a 2020.....	43
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2017 a 2020....	43
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2017 a 2020	44
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2017 a 2020	44
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2017 a 2020.....	45
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2017 a 2020	45
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2017 a 2020.....	46
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2017 a 2020.....	46
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2017 a 2020.....	47
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2017 a 2020.....	47
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2017 a 2020	48
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2020, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto.....	49
Figura 6-1 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada	59
Figura 6-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	60
Figura 6-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL	60
Figura 6-4 - Produtos de capacidade contratada de armazenamento no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada.....	63
Figura 6-5 - Produtos de capacidade contratada de armazenamento no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual da capacidade contratada	64
Figura 6-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo	64
Figura 6-7 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNTG – Minimização da capacidade contratada.....	68
Figura 6-8 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNTG – Minimização da fatura anual de capacidade contratada.....	69
Figura 6-9 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico.....	69
Figura 6-10 - Produtos de capacidade contratada no ponto de entrada da RNTG a partir do VIP Ibérico.....	70

Figura 6-11 - Contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico	71
Figura 6-12 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo	71

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2021-2022	18
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2021-2022	19
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNG para o ano gás 2021-2022	20
Quadro 3-4 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2021-2022.....	20
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos	27
Quadro 4-2 - Transferências de energia previstas entre as redes da Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás	27
Quadro 4-3 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos	28
Quadro 4-4 - Energia vendida pelos CUR prevista para definição dos proveitos permitidos	30
Quadro 4-5 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	31
Quadro 4-6 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	31
Quadro 4-7 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	32
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais.....	51
Quadro 5-2 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2021-2022	56
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2021-2022	57
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2021-2022.....	57
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	58
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	62
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	65
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo ORT.....	66
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	66
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	66

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)	73
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)	73
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída para instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).....	74
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição	74
Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição	74
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição.....	75
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	75
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	76
Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	76
Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas.....	76
Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano	77
Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	77
Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano	78
Quadro 6-23 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	78
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022	79
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Beiragás	80
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Beiragás	80
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Dianagás	81
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Dianagás	81
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Duriensegás	82

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP – Duriensegás	82
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Lisboa gás	83
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Lisboa gás	83
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Lusitaniagás	84
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Lusitaniagás	84
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Medigás	85
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Medigás	85
Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Paxgás	86
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Paxgás	86
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - REN Portgás	87
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - REN Portgás	87
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Setgás	88
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Setgás	88
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Sonorgás	89
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Sonorgás	89
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Tagusgás	90
Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Tagusgás	90
Quadro 6-47 - Resumo das quantidades para o ano gás 2021-2022 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<	91
Quadro 6-48 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	92
Quadro 6-49 - Resumo das quantidades para o ano gás 2021-2022 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<	93

Quadro 6-50 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<.....	93
Quadro 6-51 - Resumo das quantidades para o ano gás 2021-2022 das Tarifas Transitórias em BP< ...	94
Quadro 6-52 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias em BP<.....	95
Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás	96
Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás	96
Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás	97
Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboagás	97
Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás	98
Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás	98
Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	99
Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás.....	99
Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	100
Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	100
Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás	101
Quadro 7-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2021-2022	103
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos .	105
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG, para o ano gás 2021-2022.....	107

1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás 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, bem como as quantidades previstas associadas a cada variável de faturação. As quantidades apresentadas neste documento aplicam-se ao ano gás 2021-2022, de 1 de outubro de 2021 a 30 de setembro de 2022.

No capítulo 2 analisam-se os cenários adotados na previsão do consumo de gás por tipo de consumidores, para o ano gás 2021-2022.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2021-2022, 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 2021-2022 para as variáveis relacionadas com o consumo de gás e 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 (SNG).

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. É também apresentada a evolução da contratação dos produtos de capacidade nas infraestruturas.

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 para o ano gás 2021-2022”.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, antecipa a progressiva descarbonização do setor do gás, através da incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no SNG, embora, numa primeira fase, se perspetive manter uma elevada concentração de gás natural (de origem não renovável) a circular nas redes.

Neste contexto, no presente exercício tarifário utiliza-se, genericamente, a designação “gás” para o combustível circulante nas infraestruturas e redes reguladas, sendo certo que em referências ao passado corresponde exclusivamente a “gás natural”, enquanto para referências ao futuro corresponde ao gás veiculado que poderá incorporar gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono.”

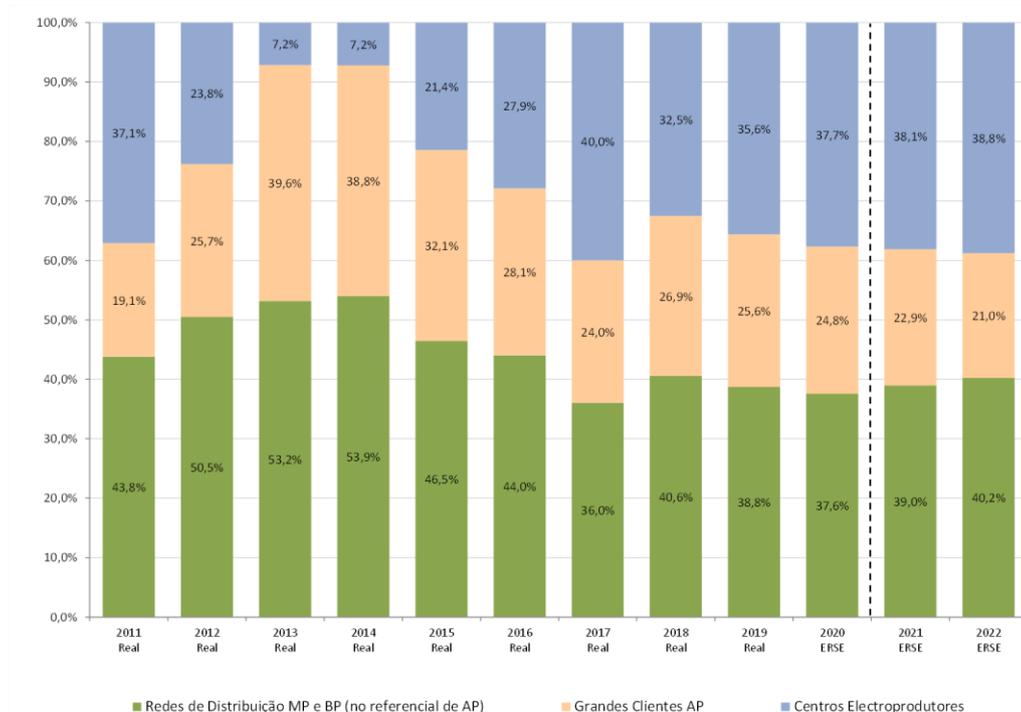
2 CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES

Neste capítulo apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de gás para os anos 2021 e 2022. Importa referir que face à persistência da crise económica em consequência da pandemia da COVID-19, que continuará a ter impacto no nível de procura de gás, principalmente durante o ano de 2021, os valores relativos a este ano apresentam uma maior incerteza. Por outro lado, as previsões para 2022 pressupõem o retorno à normalidade do nível de procura.

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás: os centros eletroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. A tendência da repartição do consumo nacional 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.

A Figura 2-1 ilustra a alteração da estrutura dos consumos de gás em Portugal, incluindo os dados previsionais do ano 2022 que serão adiante explicitados.

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



Nos anos de 2013 e 2014, o consumo anual de gás dos centros eletroprodutores ligados à rede de transporte em alta pressão (AP) foi da ordem de 3 TWh, que foram os valores mínimos registados desde 2008¹, o que representou apenas cerca de 7 % do total do consumo de gás nestes anos. Desde o ano de 2015, o peso dos centros eletroprodutores no consumo nacional voltou a crescer, atingindo os 40% em 2017, ano em que se atingiu um pico do consumo das centrais térmicas a gás para o período em análise. Os consumos reais dos centros eletroprodutores observados de 2018 a 2020, apesar de inferiores a 2017, mostram uma consolidação deste segmento. Para 2021 e 2022, as previsões para este exercício tarifário, que serão adiante explicitadas, apontam para uma estabilização, relativamente ao valor real de 2019 e estimado para 2020, do peso dos centros eletroprodutores entre 38% e 39%.

O peso do consumo dos grandes consumidores industriais fornecidos em AP teve um forte crescimento entre 2011 e 2013, que foi determinado não só pelo crescimento dos consumos deste segmento de consumidores, mas também pela redução do consumo dos centros electroprodutores. O consumo dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão terá atingido um nível estável em 2014. Assim, a inversão do peso desse segmento verificada entre 2015 e 2017 é devida ao crescimento significativo do consumo dos centros electroprodutores nesses anos. No ano de 2020 o decréscimo é explicado pelo forte efeito das medidas de combate à pandemia COVID-19, que impactaram estes consumidores de uma forma mais pronunciada devido à significativa redução de atividade ou encerramento de algumas indústrias, especialmente no segundo trimestre do ano.

No que respeita ao consumo agregado dos pequenos e médios consumidores abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão (MP e BP), este atingiu uma quota que se situou em torno dos 50% do consumo nacional até 2016. Em 2017, a quota deste segmento de consumidores sofreu uma queda, para 36%, que se deve essencialmente ao pico de consumo dos centros electroprodutores nesse ano, tendo em 2018 e 2019 recuperado parcialmente a quota, por via de um crescimento dos consumos em MP e BP e por via de um decréscimo do consumo nacional de gás face a 2017. À semelhança dos grandes consumidores fornecidos em AP, verifica-se um efeito bastante acentuado da pandemia COVID-19 no ano de 2020 no consumo abastecido pela rede de distribuição.

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

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

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás, 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 e, cada vez mais, associados a opções de política energética.

Refira-se, em particular, a produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, o respetivo consumo de gás, que, com o atual *mix* de capacidade electroprodutora instalada em Portugal Continental, é fortemente influenciada pela produção de origem renovável, em particular da eólica e das grandes centrais hídricas. Esta relação, contudo, deverá perder alguma relevância, pelos motivos explanados mais adiante.

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.

Numa outra vertente, assinala-se também o efeito na produção térmica de eletricidade dos preços das licenças de emissão de CO₂ e do gradual descomissionamento das centrais a carvão em Portugal, em Espanha e noutros países europeus, que face aos objetivos de descarbonização a nível Europeu deverá conduzir a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás, em substituição da produção a carvão e como tecnologia de transição e de *backup* à medida que a integração de produção renovável progride. Neste novo contexto, perspetiva-se uma menor influência das condições climatéricas na produção de energia elétrica por parte das centrais de ciclo combinado a gás e, conseqüentemente, uma maior estabilidade desta produção.

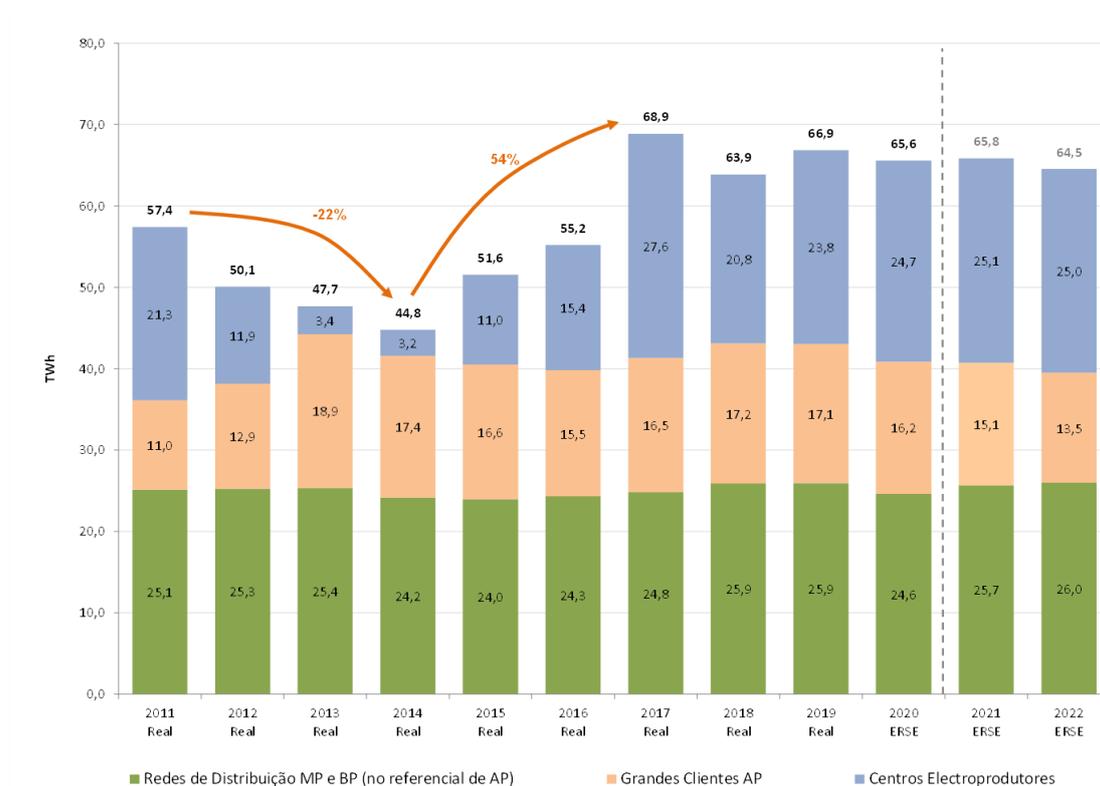
Importa ainda sublinhar as indivisibilidades existentes no setor do gás em Portugal, que regista variações relevantes na evolução do consumo nacional quando ocorrem arranques ou paragens de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial. Devido a estes fatores, a previsão da procura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

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 em França.

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 em Portugal por ano civil, incluindo os dados previsionais para os anos 2021 e 2022, 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. 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. Os dados reais de 2019 e as mais recentes estimativas para 2020 da energia saída da rede de transporte, apesar de serem inferiores ao pico registado em 2017, refletem uma tendência de crescimento e estabilização do consumo de gás em Portugal, que é sustentada nos três segmentos de consumidores, pese embora a diminuição do consumo em 2020 devida aos efeitos do COVID-19.

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



Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás 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 DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

A previsão do consumo de gás dos centros eletroprodutores em Portugal e, portanto, da sua produção de eletricidade, deverá considerar um conjunto alargado de fatores que refletem a dinâmica do Setor Elétrico Nacional e as particularidades do sistema electroprodutor. Esses fatores são, designadamente:

- o consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com regimes de remuneração garantida (*feed-in tariff*), que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;
- os efeitos da hidraulicidade que determinam as ofertas de produção hídrica em volume e em preço e, conseqüentemente, condicionam as possibilidades de colocação em mercado da produção das restantes tecnologias;
- a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores externos, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;
- as particularidades da central da Turbogás, tendo em conta o vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime *take-or-pay*, pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) para evitar uma situação de *pay*;
- a política energética e ambiental a nível ibérico e europeu, que favorece a produção a gás em detrimento do carvão³. Perspetiva-se que no ano gás 2021-2022 a produção de eletricidade a carvão seja residual a nível nacional e pouco significativa a nível ibérico;

³ Registe-se as previsões de redução a curto e médio prazo da produção térmica a carvão na Península Ibérica, devido aos seguintes fatores: 1) implementação em Portugal da política fiscal de agravamento do imposto (ISP) sobre o CO₂ (25% em 2019, 50% em 2020, 75% em 2021 e 100% em 2022) que terá contribuído para a decisão de encerramento antecipado da central de Sines no início de 2021 e afetará significativamente a queima de carvão na central do Pego até ao final de 2021, cujo CAE termina em novembro de 2021; 2) o descomissionamento previsto das centrais a carvão em Espanha até 2030. Em 2011 existiam em Espanha

- a nova potência solar, a instalar durante os anos de 2021 e 2022, atribuída no leilão de 2019 (aproximadamente 1000 MW).

No atual contexto de grande incerteza e tendo em conta os fatores anteriormente expostos, o consumo dos centros eletroprodutores perspectivado pela ERSE reflete as previsões da REN para os anos de 2021 e 2022 sendo 25,1 TWh e 25,0 TWh, respetivamente. Este cenário corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 36%, com a central da Turbogás a situar-se nos 41%, 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 35%. Para o ano gás 2021-2022 prevê-se um consumo dos centros eletroprodutores de 25,0 TWh.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES EM AP

No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, devido ao encerramento da refinaria em Matosinhos durante o ano de 2021, o que, sem a perspetiva de novos consumidores em alta pressão e considerando a manutenção do regime de laboração das instalações existentes, perspetiva-se uma quebra no agregado dos consumidores fornecidos neste nível de pressão.

Assim, para 2021 e para 2022 a ERSE optou por assumir os consumos indicados pela REN para a globalidade dos clientes em AP, tendo incluído informação mais recente relativa às previsões do encerramento da refinaria em Matosinhos. Para o ano gás 2021-2022 prevê-se um consumo para os grandes clientes em AP de 13,7 TWh.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS ABASTECIDO PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No que respeita aos valores reais do agregado dos consumos de gás 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 (ORD) e o valor dos dados reais provenientes do operador da rede de transporte (ORT) e do operador do Terminal de GNL ⁴ é residual. Confirma-se nos últimos exercícios tarifários, assim,

22 centrais a carvão, em 2020 já só existiam 6, sendo que a energia produzida por estas centrais foi apenas de 5 TWh, quando a média da produção nos primeiros anos do século XXI rondava os 70 TWh.

⁴ 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

uma maior coerência entre os dados provenientes dos diferentes agentes. 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, os valores que resultam dos dados provenientes do ORT e do operador do Terminal de GNL conforme acima referido, num total de 25,9 TWh para o ano de 2019 e de 24,8 TWh para o ano gás 2019-2020.

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores agregados indicados pelos operadores das redes de distribuição são superiores à previsão do ORT para 2021 em 0,3 TWh e para 2022 em 0,6 TWh. Em 2022, os ORD preveem um total de entregas a clientes na ordem dos 26,0 TWh, cerca de 1,2% acima da sua estimativa para 2021 (25,7 TWh), embora, como referido anteriormente, as previsões para o ano de 2021 apresentam uma maior incerteza, devido à persistência da crise pandémica.

Numa análise qualitativa, esta diferença poderá atribuir-se ao facto de os ORD terem um maior conhecimento das suas redes e incorporarem nas suas previsões ocorrências específicas, como seja a expansão geográfica da rede, a ligação de novos clientes ou alterações de consumos de clientes existentes.

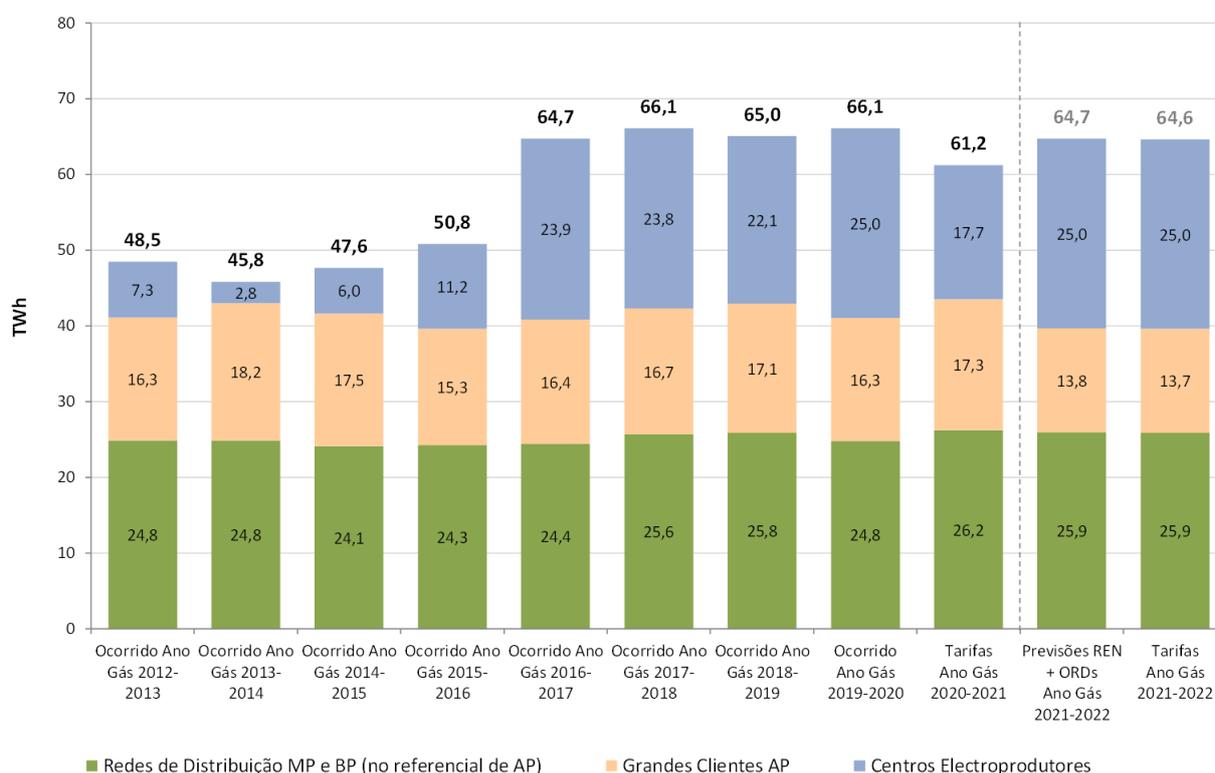
Após ponderação, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de pontos de abastecimento (PA) previstos pelos ORD para 2021 e 2022, para o agregado de MP e BP, exceto no caso da Sonorgás, que considera nas suas previsões o abastecimento de 26 novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás em novas zonas geográficas. Face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 26 novos polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se que o desenvolvimento desses polos será mais lento do que o previsto pela empresa, assumindo-se que a procura em 2021 e 2022 atingirá 50% das previsões da empresa, quer para o consumo, quer para os pontos de abastecimento.

Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição, previsto pela ERSE, apresenta um acréscimo de 5,7% em dois anos, passando de 24,6 TWh em 2020 para 26,0 TWh em 2022. Para o ano gás 2021-2022, o valor adotado pela ERSE é de 25,9 TWh, o que representa uma redução de 1,2% em relação ao ano gás 2020-2021, cujo consumo previsto foi de 26,2 TWh.

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.

A Figura 2-3 explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2021-2022, 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 2021-2022 para os grandes grupos de consumidores



PREVISÕES DO FORNECIMENTO DE GÁS PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

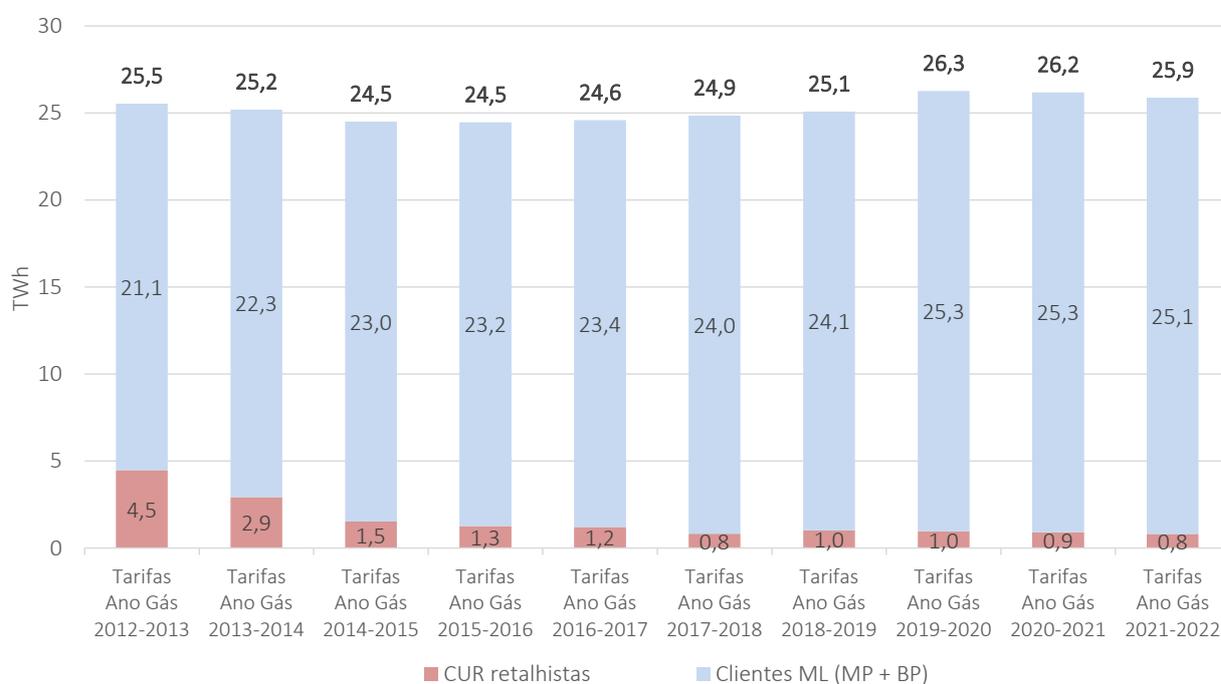
Na perspetiva comercial, há que considerar outro aspeto determinante na caracterização da procura: o ritmo de saída de clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) para comercializadores em mercado.

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 2.º semestre de 2020) para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de cerca de 99,5% do consumo e de 92,2% no número de clientes, enquanto o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ revelam uma quota de 82,1% do consumo e de 84,0% 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 os 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 os comercializadores



3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2021-2022

O balanço de energia do Sistema Nacional de Gás (SNG) define as quantidades de gás para as entradas e para as saídas do SNG, nas infraestruturas da rede de transporte em 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 SNG para o ano gás 2021-2022.

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

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 ORD e comercializadores.

Na previsão do consumo nacional foram consideradas as previsões do operador da rede de transporte para os grandes consumidores industriais em AP, com os dados mais recentes referentes ao encerramento da refinaria em Matosinhos e dos ORD para os consumidores de menor dimensão (residenciais, terciário e pequena indústria), assim como as previsões individuais efetuadas pela ERSE para cada centro electroprodutor ligado à RNTG.

Em seguida sumarizam-se os diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2021-2022.

3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNG

APROVISIONAMENTO DE GÁS

- De acordo com o histórico recente (últimos 2 anos gás reais), assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de GNL e das interligações, de 90% e

10%, respetivamente, verificando-se um aumento do aprovisionamento através do Terminal de GNL, em relação ao considerado nas tarifas do ano gás 2020-2021.

- O abastecimento dos consumos de gás em Portugal continental para o ano gás 2021-2022 é determinado considerando as estimativas do (i) operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e do (ii) operador do Terminal de GNL, assim como a (iii) evolução histórica da estrutura de abastecimento entre o Terminal de GNL e as interligações.
- Dado o histórico recente, considera-se para o ano gás 2021-2022, as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico, verificadas no ano gás 2019/2020.
- Adicionalmente, assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).

CENTROS ELETROPRODUTORES

- O consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com regimes de remuneração garantida (*feed-in tariff*), que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;
- a política energética e ambiental a nível ibérico e europeu, que favorece a produção a gás em detrimento do carvão⁵;
- Os efeitos da hidraulicidade que determinam as ofertas de produção hídrica em volume e em preço e, conseqüentemente, condicionam as possibilidades de colocação em mercado da produção das restantes tecnologias;
- O consumo de gás natural da central de ciclo combinado da Turbogás em consonância com as quantidades contratuais do Acordo de Gestão de Consumos (contrato *take-or-pay*) associado a esta central;
- A nova potência solar, a instalar durante os anos de 2021 e 2022, atribuída no leilão de 2019 (aproximadamente 1000 MW).

⁵ Registe-se as previsões de redução a curto e médio prazo da produção térmica a carvão na Península Ibérica, devido aos seguintes fatores: 1) implementação em Portugal da política fiscal de agravamento do imposto (ISP) sobre o CO₂ (25% em 2019, 50% em 2020, 75% em 2021 e 100% em 2022) que terá contribuído para a decisão de encerramento antecipado da central de Sines no início de 2021 e afetará significativamente a queima de carvão na central do Pego até ao final de 2021; 2) o descomissionamento previsto das centrais a carvão em Espanha até 2030.

- Tendo em conta os pressupostos anteriores e o atual contexto de incerteza, a ERSE optou por assumir as previsões do ORT para o ano gás 2021-2022.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Consideram-se as previsões da REN Armazenagem para as injeções e para as extrações do armazenamento subterrâneo.
- A energia média diária armazenada durante o ano gás 2021-2022 tem igualmente como base as previsões da REN Armazenagem.
- Considera-se que no ano gás 2021-2022 estão em operação as 6 cavernas existentes.

GRANDES CLIENTES AP (CLIENTES INDUSTRIAIS)

- A ERSE optou por assumir as previsões do ORT para o ano gás 2021-2022, incluindo informação mais recente no que se refere ao encerramento da refinaria em Matosinhos.
- Estas previsões implicam um decréscimo acentuado de 20,9% em relação aos consumos previstos pela ERSE para as tarifas do ano gás 2020-2021. Com este pressuposto o consumo dos grandes consumidores em AP será de 13,7 TWh, no ano gás 2021-2022.
- A previsão do ORT para o ano gás 2021-2022 representa um decréscimo de 15,6% em relação à sua estimativa de consumo para o ano gás 2020-2021.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Para a definição da estrutura de quantidades de 2021-2022, foram consideradas as quantidades físicas de gás reportadas pelo ORT do ano gás 2019-2020. A estas quantidades físicas das redes interligadas foram adicionadas as entregas de gás liquefeito às redes isoladas (UAG), as quantidades de gás transferidas entre os ORD e as respetivas perdas e autoconsumos.
- Nas previsões de quantidades para o ano gás 2021-2022 foram consideradas as taxas de evolução previstas por cada um dos ORD, exceto para a Sonorgás, correspondendo a um valor total de 25,9 TWh.
- A Sonorgás considera nas suas previsões o abastecimento de 26 novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás em novas zonas geográficas. No entanto, face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos novos

polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se 50% das previsões da empresa, quer para o consumo quer para pontos de abastecimento de gás, para 2021 e 2022.

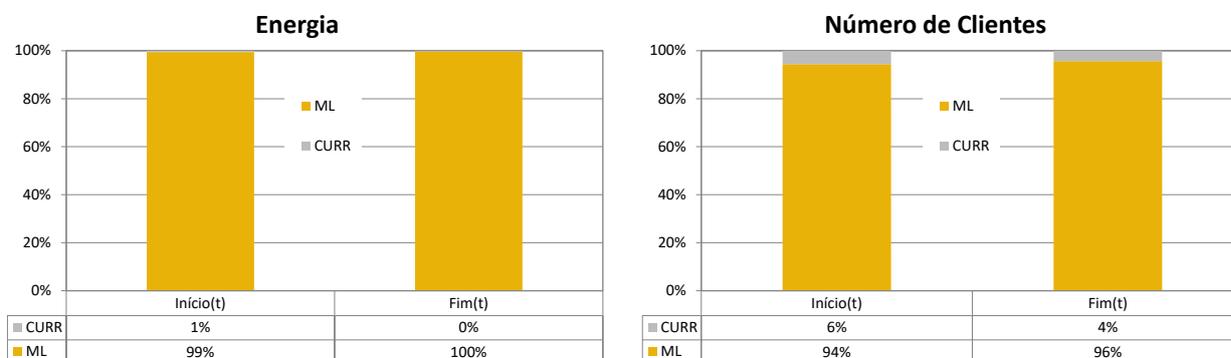
COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

- Prevêem-se consumos e número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso.
- No ano gás 2021-2022 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 2021-2022 a quota de mercado prevista para clientes ligados em Baixa Pressão com consumo anual de gás superior a 10 000 m³ (BP>) é em média de 98% (energia) e de 95% (número de clientes).
- No ano gás 2021-2022 a quota de mercado prevista para os clientes em Baixa Pressão com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m³ (BP<) é em média de 83% (energia) e de 85% (número de clientes).

ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA O ANO GÁS 2021-2022

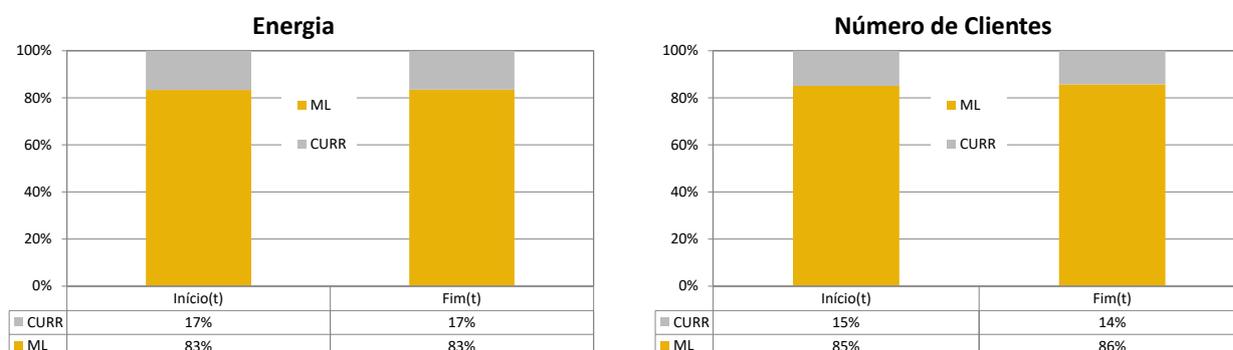
A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, para os segmentos de consumo de gás acima e abaixo de 10 000 m³ por ano.

Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2021-2022 no segmento de consumidores com consumo anual de gás 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 o ano gás 2021-2022 no segmento de consumidores com consumo anual de gás 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. 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 SNG PARA O ANO GÁS 2021-2022

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 SNG para o ano gás 2021-2022. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG).

Quadro 3-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2021-2022

BALANÇO DE GÁS NA RNTG		Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNTG		
1=1.1+1.2	1 Importação (Interligações internacionais)	6 233
	1.1 Campo Maior	6 233
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	60 362
	2.1 Injeções RNT	58 436
	2.2 Camião cisterna	1 925
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extrações do Arm. Subterrâneo	2 756
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNG	69 351
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTG	67 426
SAÍDAS DA RNTG		
	6 Exportação (Interligações internacionais)	881
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	2 756
	8 Centros electroprodutores	25 032
	9 Clientes industriais em AP	13 696
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 997
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTG	67 362
	12 Variação das existências (Linepack)	-4
	13 Perdas e autoconsumos na RNTG	67
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTG	63 725
15=11+12+13+15.1+15.2+17	15 Total das Saídas no SNG	69 351
	15.1 UAG Propriedade de clientes	802
	15.2 Exportação por camião-cisterna	243

BALANÇO DE GÁS NA RNDG		Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNDG		
16=10	16 Redes interligadas	24 997
	17 Redes abastecidas por UAG	880
18=16+17	18 Total de entradas na RNDG	25 877
SAÍDAS DA RNDG		
	19 Clientes em MP	17 415
	20 Clientes em BP	8 415
	21 Perdas e autoconsumos na RNDG	47
22=19+20+21	22 Total de saídas da RNDG (inclui perdas)	25 877
SAÍDAS DA RNDG		
23=22-21	23 Total de saídas na RNDG	25 830
	23.1 Beiragás	975
	23.2 Dianagás	92
	23.3 Sonorgás	173
	23.4 Duriensegás	254
	23.5 Lisboaagás	4 700
	23.6 Lusitaniagás	8 685
	23.7 Medigás	116
	23.8 Paxgás	20
	23.9 REN Portgás	7 548
	23.10 Setgás	1 967
	23.11 Tagusgás	1 300

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

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

Quadro 3-2 - Balço do número de clientes no SNG para o ano gás 2021-2022

Unidades: n.º clientes

NÚMERO DE CLIENTES	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES LIGADOS NA REDE DE TRANSPORTE	0	61	61
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		57	57
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	226 378	1 323 009	1 549 387
Beiragás	10 623	46 620	57 243
Dianagás	1 844	8 684	10 528
Sonorgás	1 702	33 530	35 233
Duriensegás	6 687	24 870	31 557
Lisboagás	97 512	439 254	536 766
Lusitaniagás	39 050	196 781	235 831
Medigás	4 644	20 124	24 768
Paxgás	1 517	4 636	6 152
REN Portgás	30 461	365 422	395 883
Setgás	26 861	147 745	174 606
Tagusgás	5 477	35 342	40 820
TOTAL CLIENTES DE GÁS	226 378	1 323 071	1 549 448

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 (CURr) 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 SNG para o ano gás 2021-2022

Unidades: GWh

BALANÇO COMERCIAL DE ENERGIA	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES LIGADOS NA REDE DE TRANSPORTE	0	39 530	39 530
Centros eletroprodutores		25 032	25 032
Clientes Industriais		14 498	14 498
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	809	25 021	25 830
Beiragás	46	930	975
Dianagás	6	85	92
Sonorgás	4	168	173
Duriensegás	26	229	254
Lisboagás	345	4 355	4 700
Lusitaniagás	132	8 553	8 685
Medigás	14	102	116
Paxgás	4	16	20
REN Portgás	141	7 407	7 548
Setgás	74	1 893	1 967
Tagusgás	18	1 282	1 300
TOTAL CLIENTES DE GÁS	809	64 552	65 360

Nas previsões do Balanço de Energia para o ano gás 2021-2022 o mercado liberalizado de gás 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 e 85% dos clientes estará no mercado livre.

Quadro 3-4 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2021-2022

Unid.: GWh

		ML	MR	Total
Centros electroprodutores	RNTG	25 032	0	25 032
Clientes > 10 000 m ³		35 914	93	36 007
	RNTG	14 498	0	14 498
	RNDG	21 416	93	21 509
Clientes BP < 10 000 m ³		3 605	716	4 321
Total clientes		39 519	809	40 328
Total clientes + produtores reg ordinário		64 552	809	65 360

Unid.: Clientes

		ML	MR	Total
Centros electroprodutores		4	0	4
Clientes > 10 000 m ³		4 978	255	5 232
	RNTG	57	0	57
	RNDG	4 921	255	5 175
Clientes BP < 10 000 m ³		1 318 089	226 123	1 544 212
Total clientes		1 323 067	226 378	1 549 444
Total clientes + produtores reg ordinário		1 323 071	226 378	1 549 448

Consumo	ML	MR
Clientes > 10 000 m ³	100%	0%
	RNTG	100%
	RNDG	100%
Clientes BP < 10 000 m ³	83%	17%
Total	98%	2%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Número de clientes	ML	MR
Clientes > 10 000 m ³	95%	5%
	RNTG	100%
	RNDG	95%
Clientes BP < 10 000 m ³	85%	15%
Total	85%	15%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

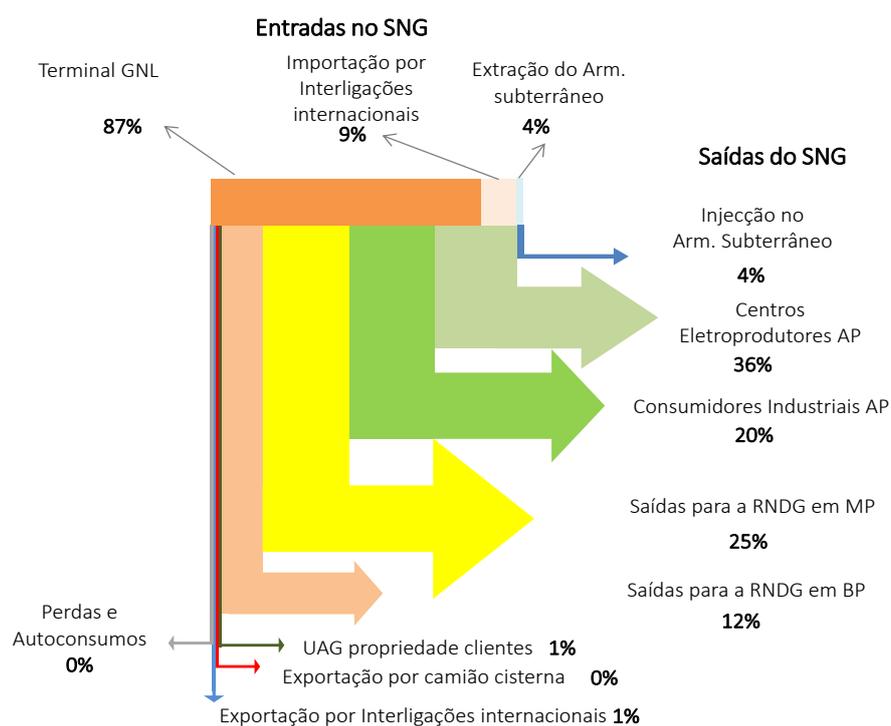
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNG

Globalmente importa caracterizar a distribuição dos consumos de gás 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. 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 a partir de Unidades Autónomas de Gás (UAG), abastecidas a partir de gás liquefeito no Terminal de GNL, 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 é reduzida.

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

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2021-2022



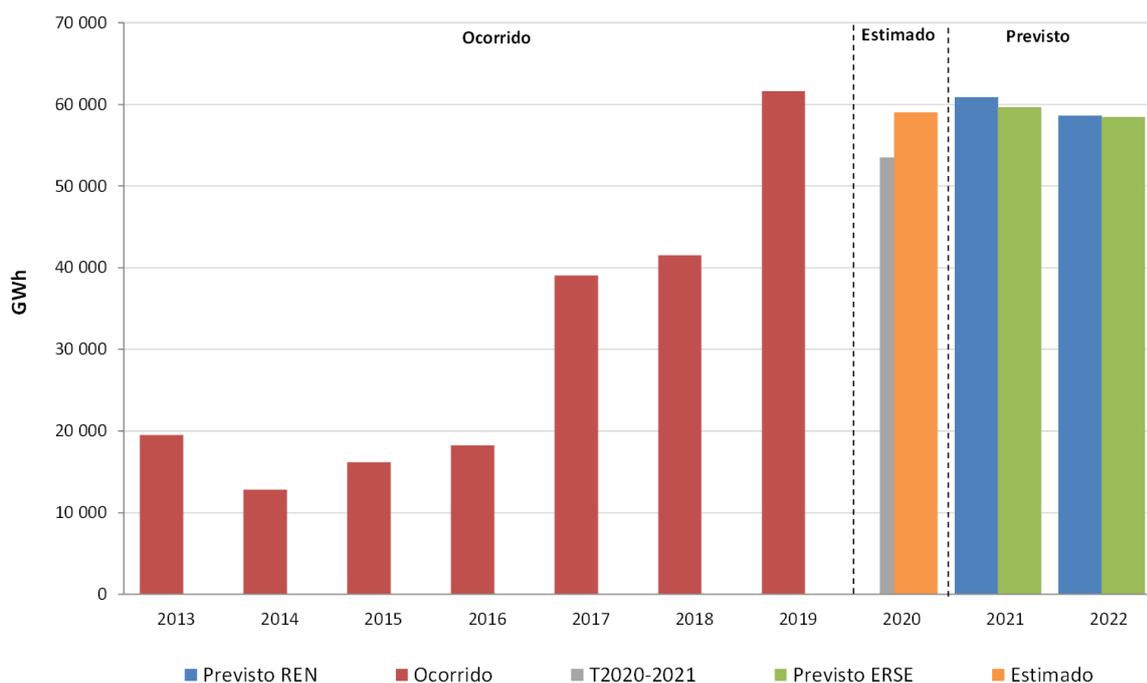
4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2021 E 2022

Face à persistência da crise económica criada pela pandemia da COVID-19, que continuará a ter impacto no nível de procura de gás, principalmente durante o ano de 2021, os valores das quantidades apresentadas para definição dos proveitos relativos a este ano apresentam uma maior incerteza. Por outro lado, as previsões para 2022 pressupõem o retorno à normalidade do nível de procura.

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

A Figura 4-1 ilustra a evolução das quantidades de gás saídas do Terminal de GNL desde o ano 2013, bem como os valores previstos para os anos 2021 e 2022. Desde 2018 que a estrutura de aprovisionamento do SNG se tem vindo a alterar, com o Terminal de GNL a tornar-se a principal entrada de gás no território nacional. As quantidades previstas à saída do Terminal de GNL, pela ERSE e pelo ORT, são muito semelhantes quer para 2021, quer para 2022, mesmo existindo ligeiras diferenças na estrutura de aprovisionamento e nas previsões dos consumos da ERSE para o SNG que são inferiores às do ORT.

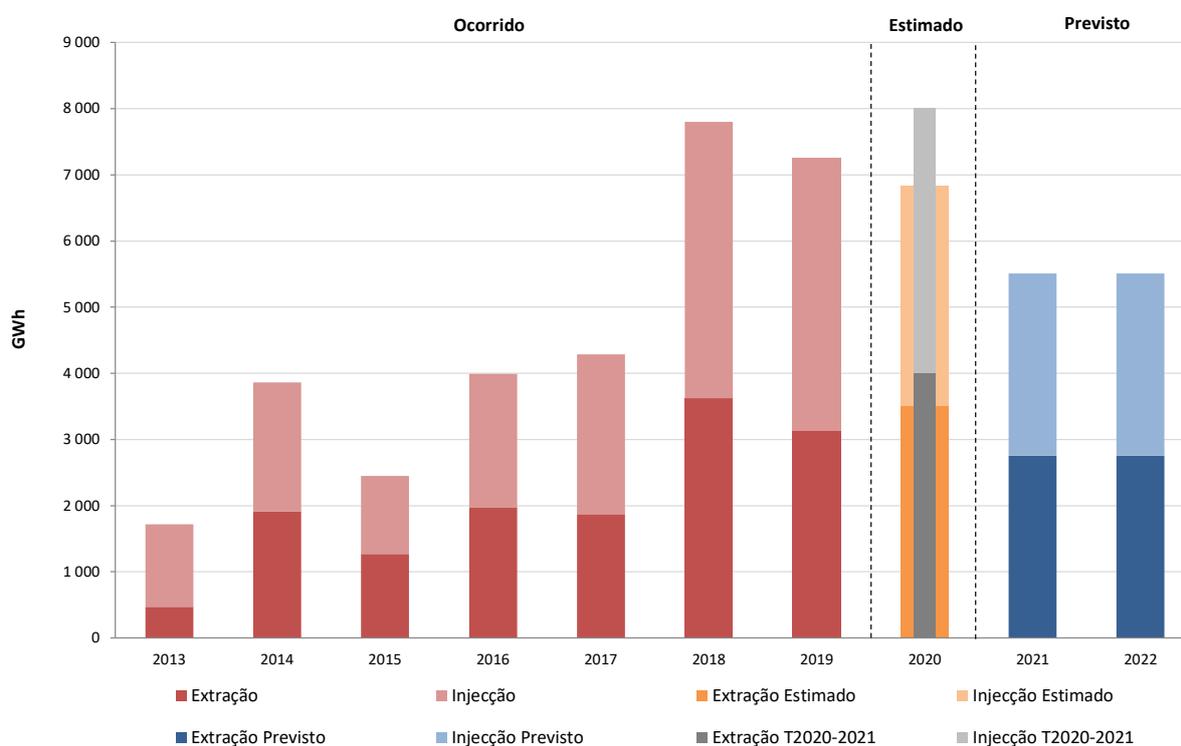
**Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)**



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

A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo (AS) é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2013 a 2019, a melhor estimativa para 2020 e os valores previstos pela empresa para 2021 e 2022, 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 permitidos)**



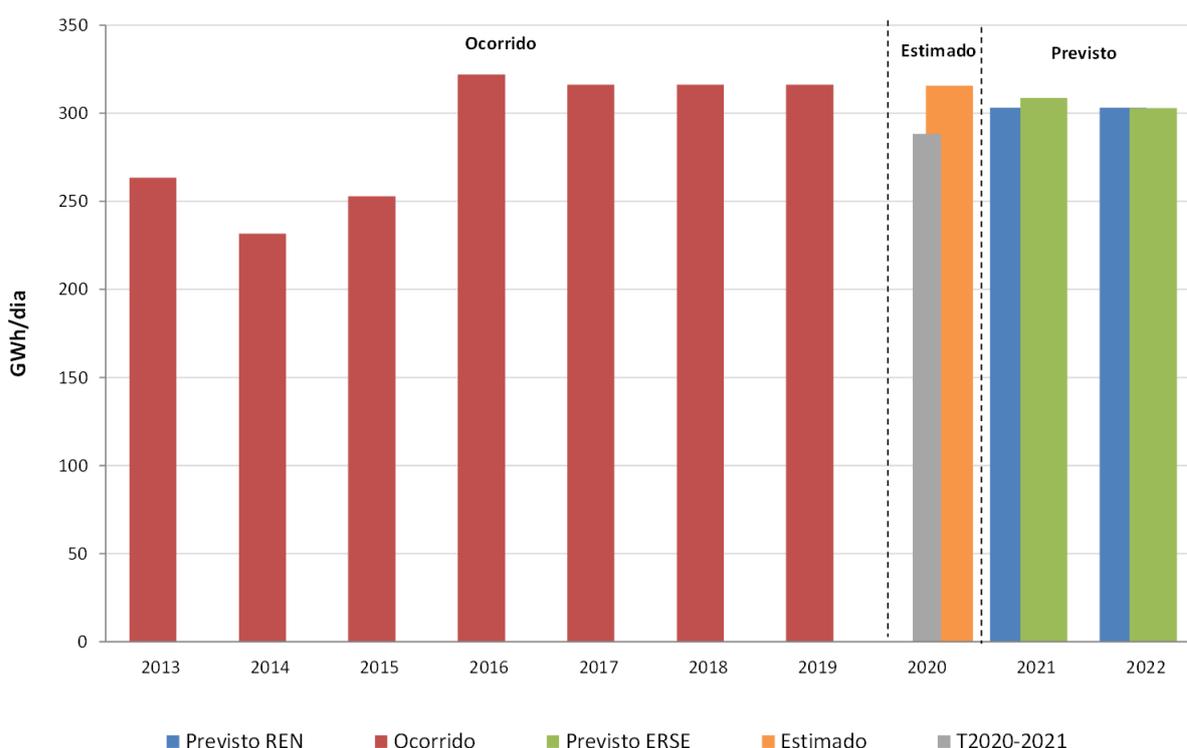
Nota: Os valores deste indutor de custo são obtidos no referencial de faturação e são diferentes dos valores físicos.

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

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

como a soma dos máximos de capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte⁶, que se observou nos últimos 12 meses. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização diária, não simultânea, da RNTG. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2013 e 2019, a melhor estimativa para 2020, bem como as previsões da ERSE e do ORT para 2021 e 2022.

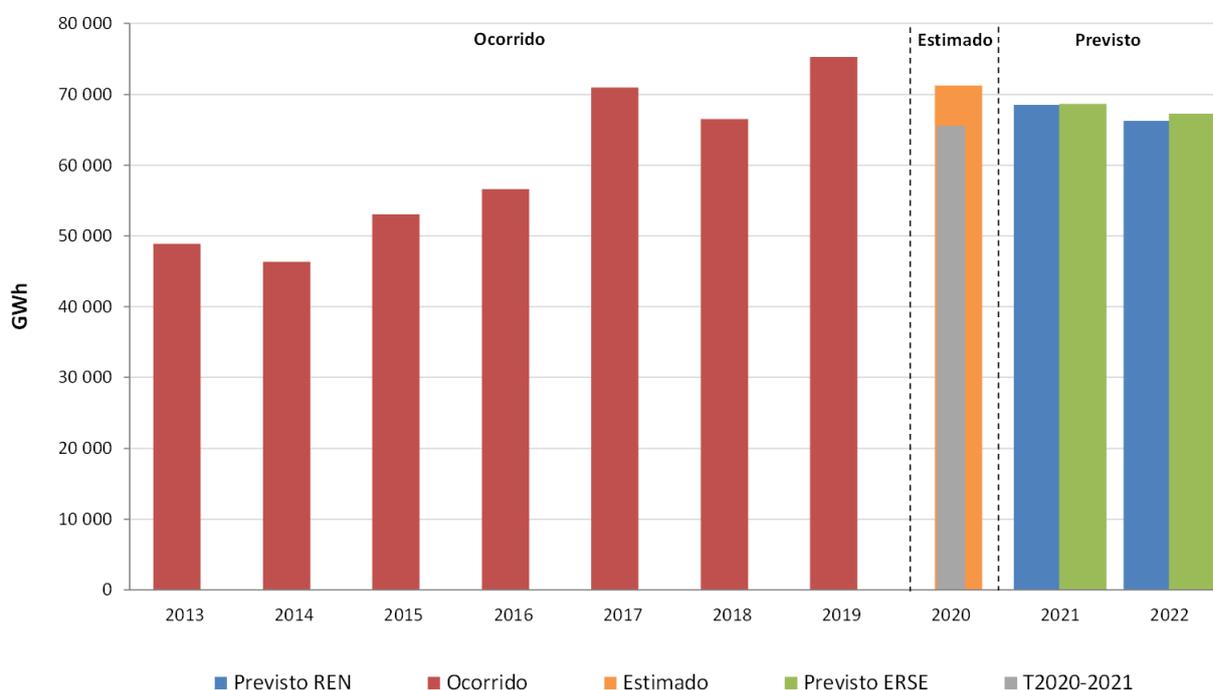
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTG soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)



Apesar de a quantidade anual de gás saída da RNTG não ser atualmente indutor de custo da atividade de transporte de gás, na Figura 4-4 é apresentada a evolução desta variável desde o ano 2013, bem como os valores previstos para os anos de 2021 e 2022. As previsões da ERSE são muito próximas às do ORT para a energia saída da rede de transporte pelos motivos anteriormente assinalados para a previsão do consumo.

⁶ Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

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



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

A fórmula de regulação da atividade de Distribuição de gás 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 distribuídas e da evolução dos pontos de abastecimento. As previsões são apresentadas nos quadros seguintes.

Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos⁷

	Unidade: GWh	
	2021	2022
Beiragás	968	978
Dianagás	91	92
Sonorgás	154	183
Duriensegás	252	255
Lisboagás	4 681	4 708
Lusitaniagás	8 640	8 701
Medigás	115	116
Paxgás	20	20
Portgás	7 465	7 579
Setgás	1 947	1 983
Tagusgás	1 296	1 303
TOTAL	25 628	25 917

A determinação do indutor de custo “energia veiculada” pelas redes de distribuição tem a particularidade de excluir a energia recebida e de incluir a energia fornecida a outras redes de distribuição. Atualmente, ocorrem transferências de gás natural entre os operadores Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás, cujos valores previsionais para 2021 e 2022 se apresentam no quadro seguinte.

Quadro 4-2 - Transferências de energia previstas entre as redes da Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás

Unid: GWh	Receção de outros ORD		Fornecimento a outros ORD	
	2021	2022	2021	2022
Tagusgás	9	9	61	61
Lusitaniagás	61	61	0	0
Setgás	0	0	9	9

⁷ Os fornecimentos a clientes dos operadores Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás indicados neste quadro têm um valor diferente do indutor “energia veiculada”, que surge no cálculo dos custos de exploração aceites destes operadores, devido às transferências de energia entre eles. Este indutor exclui a energia recebida e inclui a energia fornecida entre redes de distribuição.

O Quadro 4-3 apresenta o número médio de pontos de abastecimento utilizado para definição de proveitos, que corresponde à média entre o número de pontos de abastecimento no início do ano e no final desse mesmo ano. Os valores do número de pontos de abastecimento são os previstos pelos ORD para 2021 e 2022, com a exceção da Sonorgás, cuja previsão foi revista pela ERSE de acordo com os pressupostos apresentados no capítulo 2 deste documento.

Quadro 4-3 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: N.º médio Pts Entrega	
	2021	2022
Beiragás	57 347	58 503
Dianagás	10 512	10 658
Sonorgás	25 402	29 568
Duriensegás	31 660	32 039
Lisboagás	537 238	537 747
Lusitaniagás	237 174	240 617
Medigás	24 895	25 292
Paxgás	6 164	6 175
Portgás	393 964	405 674
Setgás	175 747	177 793
Tagusgás	41 252	42 412
TOTAL	1 541 353	1 566 475

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

Figura 4-5 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos

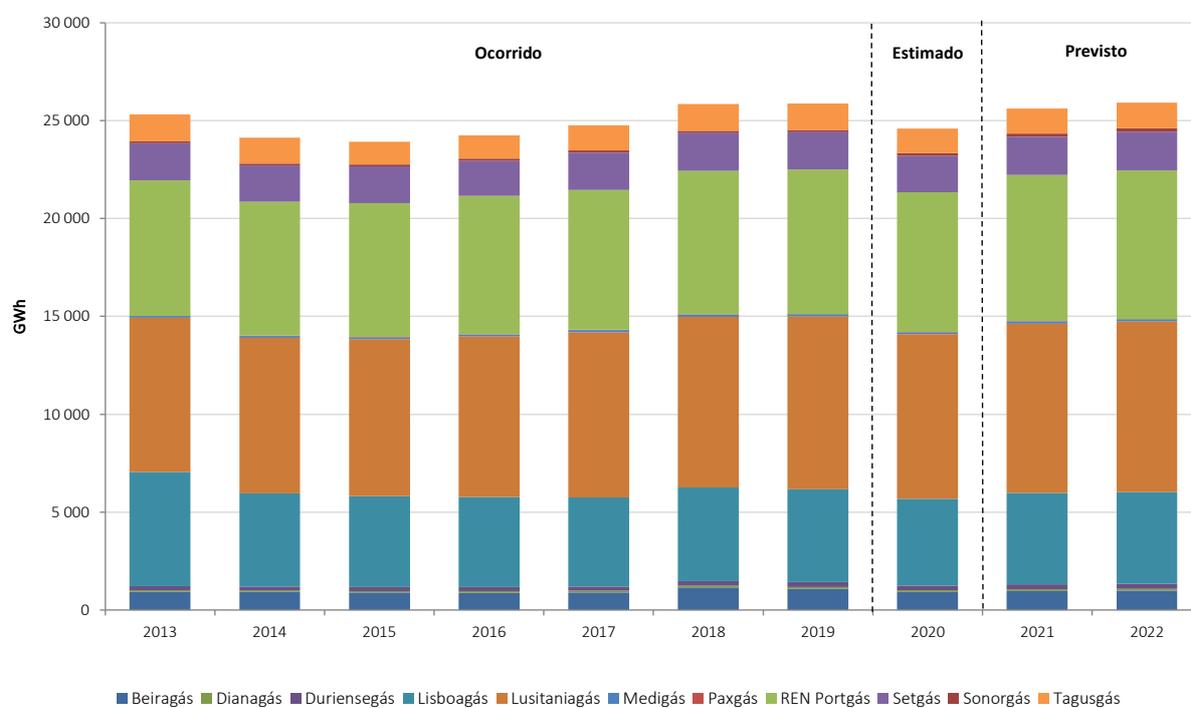
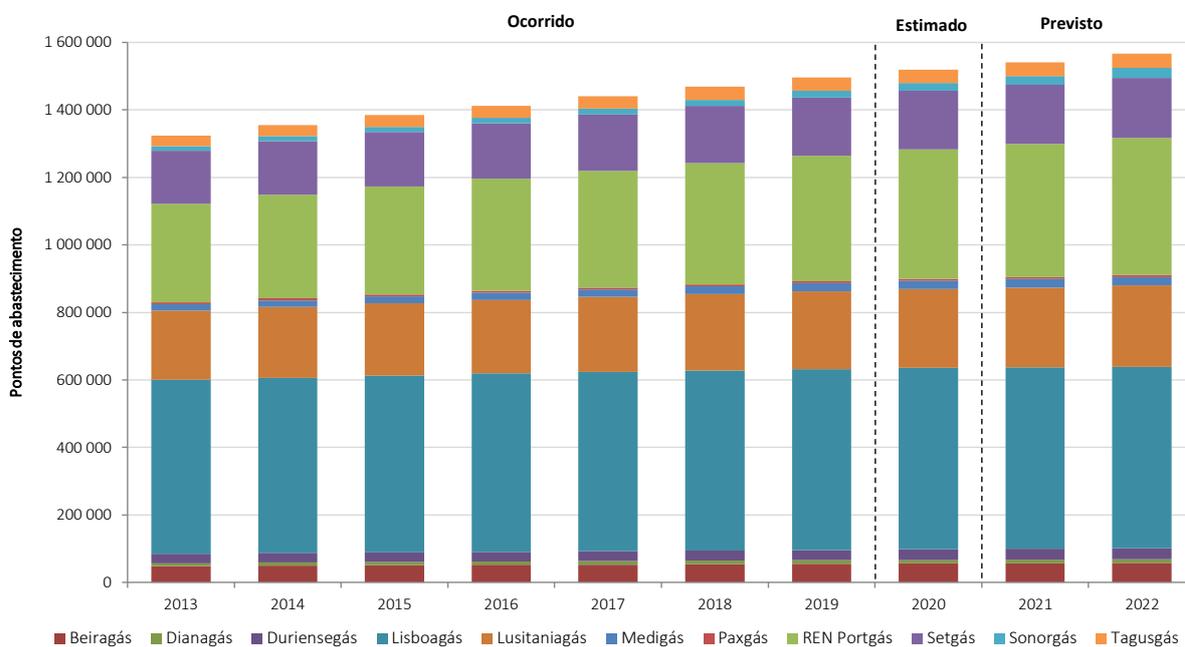


Figura 4-6 - Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



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

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-5 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 4-4 - Energia vendida pelos CUR prevista para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: GWh	
	2021	2022
CURR <10 000	753	703
CURR >10 000	125	84
TOTAL	878	788

Quadro 4-5 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: N.º médio de clientes	
	2021	2022
CURR <10 000	238 119	224 756
CURR >10 000	353	226
TOTAL	238 471	224 982

A função de comercialização de gás 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 decorrem da quantidade de energia fornecida.

O Quadro 4-6 e o Quadro 4-7 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. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2022 e para clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

Quadro 4-6 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: GWh					
	2021			2022		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	36	11	47	34	11	45
Dianagás	6	1	7	5	1	6
Sonorgás	5	0	5	4	0	4
Duriensegás	25	1	27	24	1	25
Lisboagás	329	37	366	311	27	338
Lusitaniagás	122	20	143	116	13	128
Medigás	11	3	14	11	3	13
Paxgás	3	1	5	3	1	4
EDP Gás	134	30	164	123	11	134
Setgás	67	11	79	63	9	72
Tagusgás	14	8	22	8	8	16
TOTAL	753	125	878	703	84	788

Quadro 4-7 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: N.º médio de clientes

	2021			2022		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	11 120	27	11 148	10 642	25	10 667
Dianagás	1 951	5	1 956	1 825	4	1 829
Sonorgás	1 656	0	1 656	1 277	0	1 277
Duriensegás	6 987	6	6 993	6 707	5	6 713
Lisboagás	101 435	126	101 561	96 338	93	96 431
Lusitaniagás	41 078	45	41 123	39 224	21	39 245
Medigás	4 884	4	4 888	4 666	3	4 669
Paxgás	1 562	4	1 566	1 504	3	1 507
EDP Gás	32 924	89	33 013	30 215	33	30 248
Setgás	28 529	31	28 560	26 842	24	26 866
Tagusgás	5 993	15	6 008	5 516	15	5 531
TOTAL	238 119	353	238 471	224 756	226	224 982

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.

De seguida é apresentada uma análise histórica de algumas variáveis relevantes para a rede de transporte e infraestruturas de alta pressão, 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 apresenta-se a energia média diária no armazenamento de GNL no Terminal de GNL, de 2017 a 2020. Na Figura 5-2 apresenta-se a variação diária da energia armazenada, para o mesmo período.

Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2017 a 2020

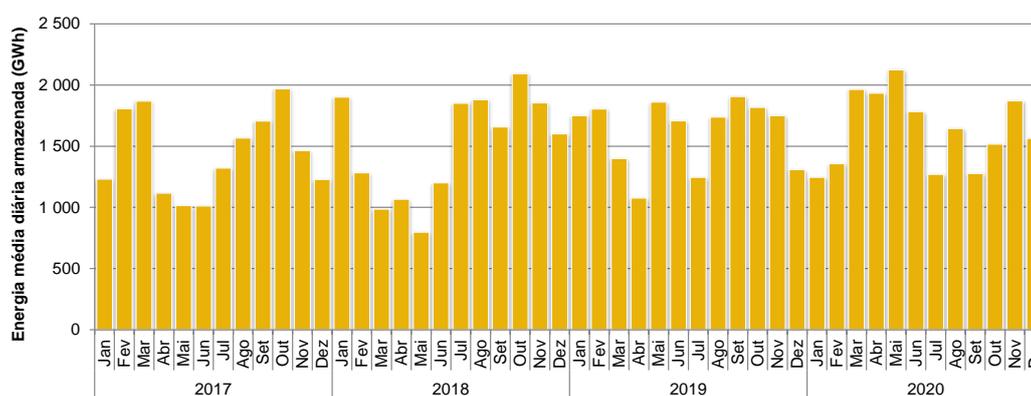
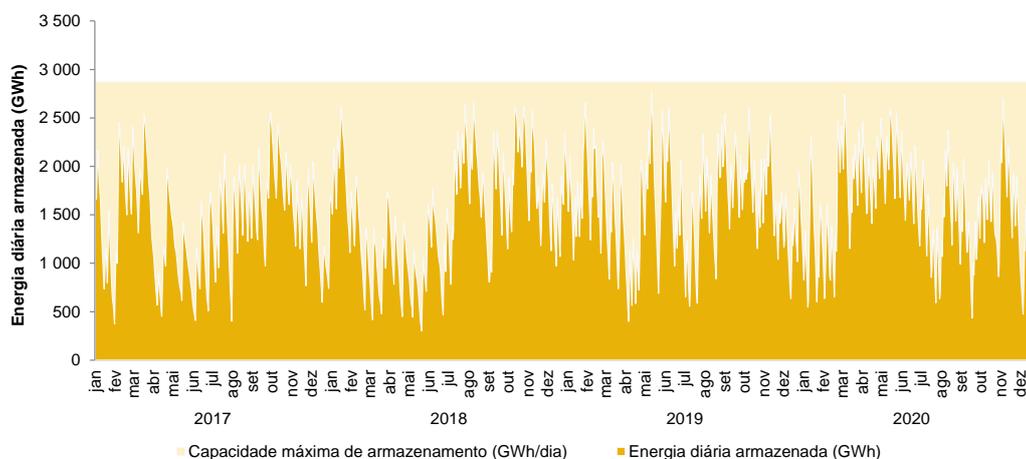


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2017 a 2020

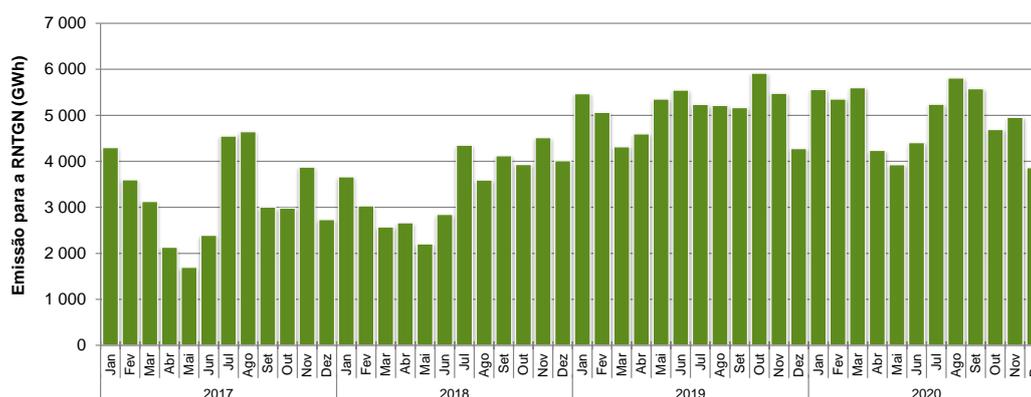


Verifica-se que o valor diário máximo de energia armazenada durante 2020 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil nos tanques de GNL no mês de março, cerca de 2 739 GWh.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2020 é equivalente a aproximadamente 10 dias⁸ do consumo médio nacional.

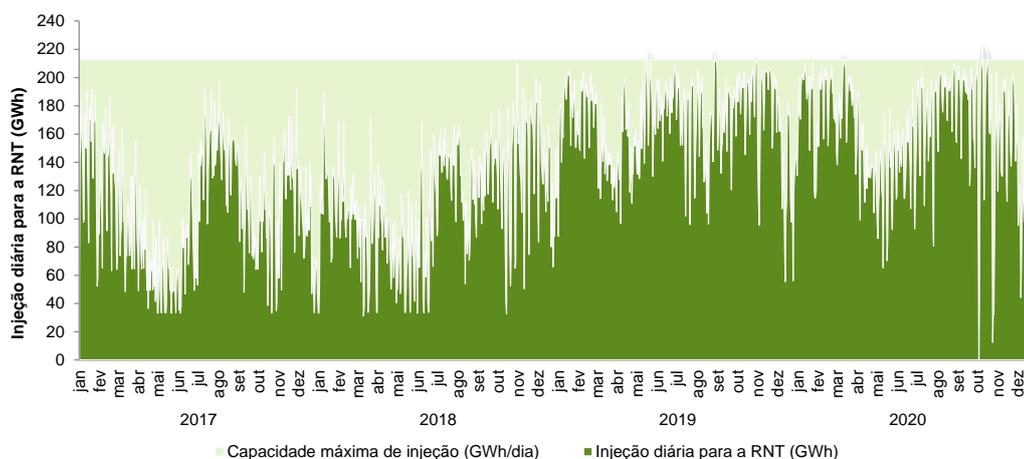
Na Figura 5-3 e Figura 5-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, no período de 2017 a 2020.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2017 a 2020



⁸ Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2020 na RNTG de 64,96 TWh.

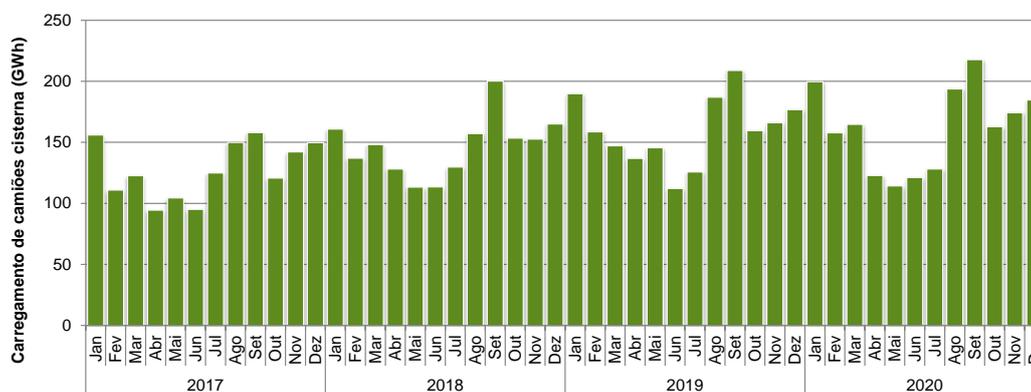
Figura 5-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2017 a 2020



Em 2020, a emissão de gás para a RNTG correspondeu a uma modulação⁹ de cerca de 265 dias (utilização de 73%), valor bastante elevado.

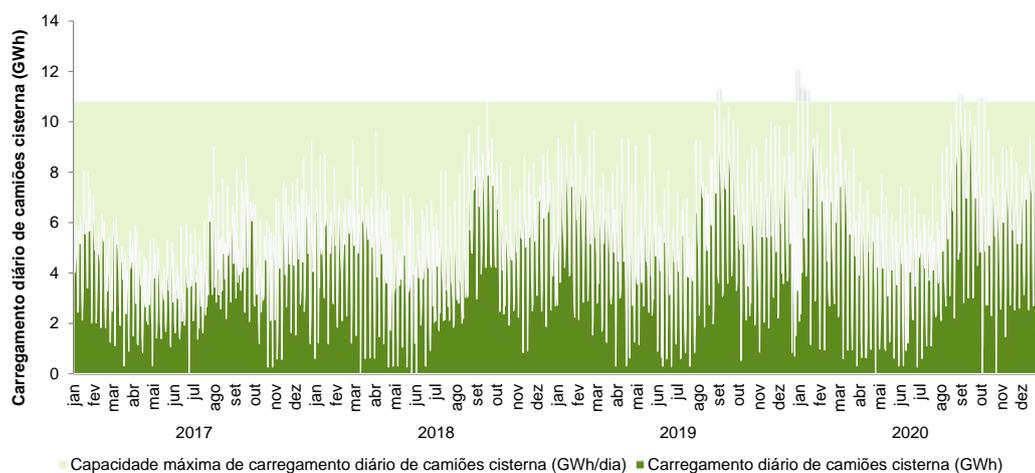
Na Figura 5-5 e Figura 5-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás para os camiões cisterna, de 2017 a 2020.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2017 a 2020



⁹ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total regaseificada em 2020 e a capacidade máxima verificada em 2020.

Figura 5-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2017 a 2020

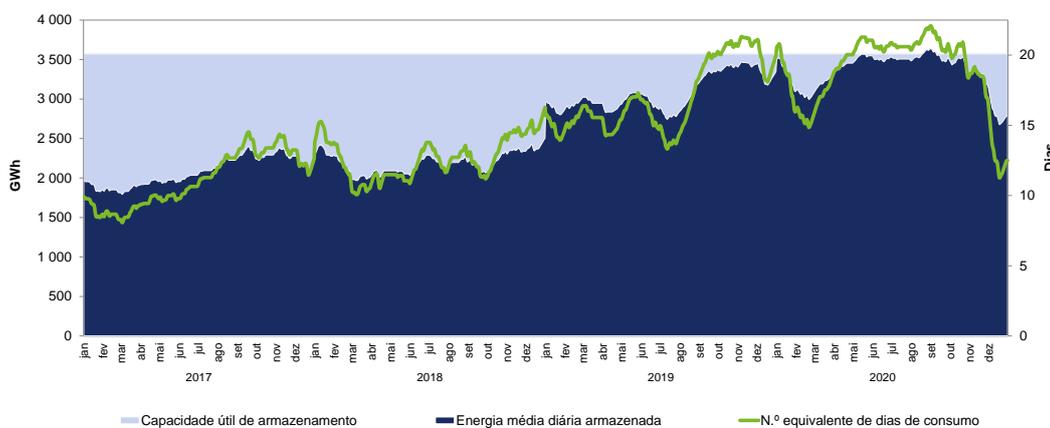


Em 2020, a emissão de gás para o carregamento dos camiões cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 170 dias (utilização de 47%).

5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo do Carricho, de 2017 a 2020. Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2020 oscilou entre os 11 e os 22 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2017 a 2020

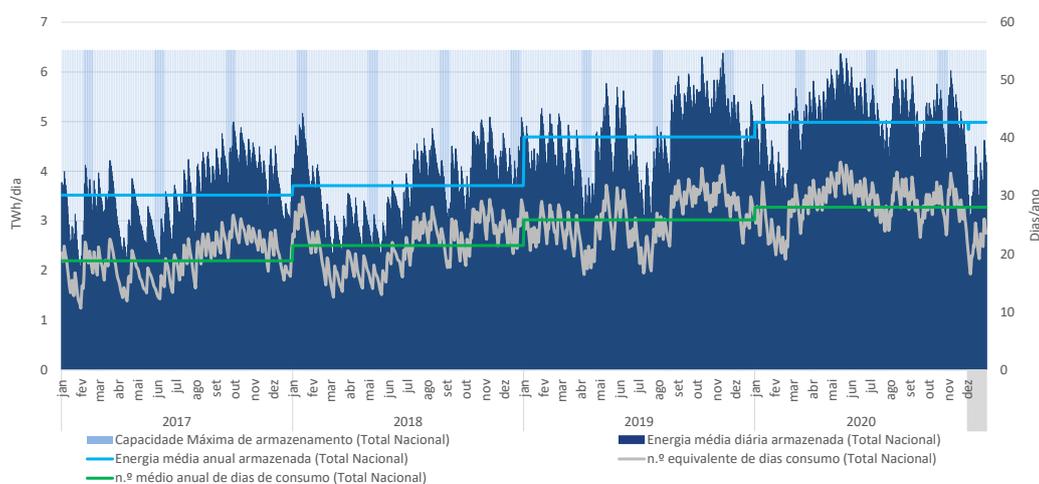


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG: ano 2017 (68,2 TWh), ano 2018 (62,5 TWh), ano 2019 (66,1 TWh) e ano 2020 (64,96 TWh).

5.1.1.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS

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 GNL, de 2017 a 2020.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2017 a 2020



Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG: ano 2017 (68,2 TWh), ano 2018 (62,5 TWh), ano 2019 (66,1 TWh) e ano 2020 (64,96 TWh).

Em 2020, verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de GNL, foi em média, de 27 dias do consumo médio diário nacional.

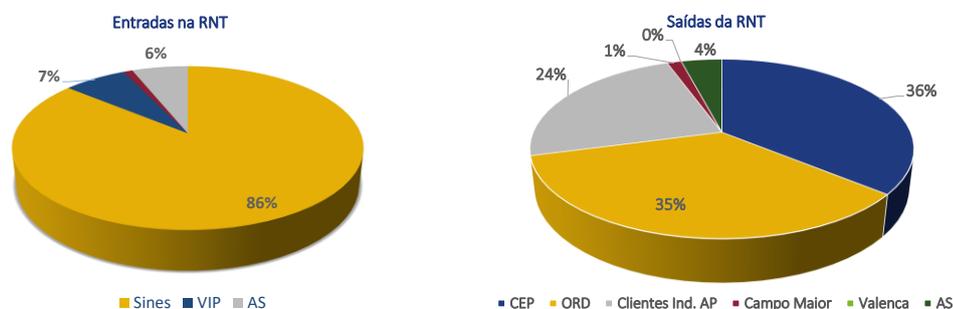
5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNTG em 2020, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNTG. Em termos de entradas, o Terminal de GNL e o VIP ¹⁰ representaram 86% e 7%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou 6%, em relação ao total de entradas na RNTG. Em termos de saídas, os consumos dos centros electroprodutores (CEP), dos clientes industriais em AP, dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2020, 36%, 24%, 35% e 4%, respetivamente, do total das saídas da RNTG. Verificou-se

¹⁰ Define-se o VIP como a agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

que em 2020 a exportação por Campo Maior, representou aproximadamente 1% do total das saídas, à semelhança de 2019.

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2020

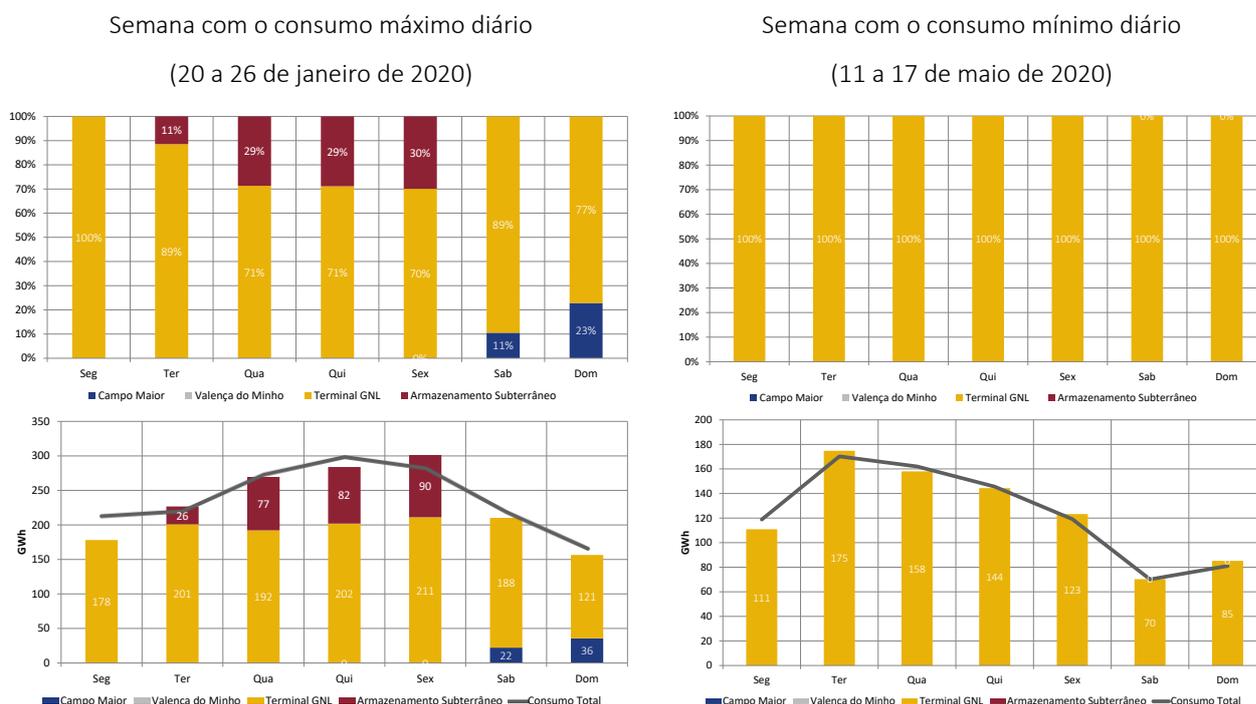


Na Figura 5-10 caracterizam-se as entradas na RNTG (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o consumo máximo, quer o consumo mínimo de gás, durante o ano de 2020.

O consumo máximo de gás (297 GWh/dia) na RNTG ocorreu no dia 23 de janeiro de 2020 (quinta-feira) e o consumo mínimo de gás (70 GWh/dia) ocorreu no dia 16 de maio de 2020 (sábado). No entanto, o dia de maior consumo¹¹ não corresponde ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNTG. A capacidade máxima nas entradas (301 GWh/dia) ocorreu no dia 24 de janeiro de 2020 (sexta-feira) e a capacidade mínima (65 GWh/dia) nas entradas ocorreu no dia 10 de maio de 2020 (domingo). A existência de *linepack* na RNTG e de injeções do armazenamento subterrâneo justifica a diferença entre os valores na entrada e na saída da RNTG. Entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o mínimo consumo diário), o armazenamento subterrâneo e o terminal são utilizados para ajustar a oferta à procura de gás na RNTG.

¹¹ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNTG para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

Figura 5-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2020



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNTG de 2017 a 2020. Esta análise é feita no referencial da RNTG. Ou seja, valores positivos representam entradas na RNTG e valores negativos representam saídas da RNTG. 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 às redes de distribuição.

INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR

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

Em 2020, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 59 dias/ano, representando uma utilização de 16% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG. Esta utilização é historicamente a mais baixa. Como a figura mostra, houve fluxo de exportação de gás para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2020, com uma modulação de injeção na RNTG de 24 dias/ano, representando uma utilização de 6% da sua capacidade máxima de injeção.

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2017 a 2020

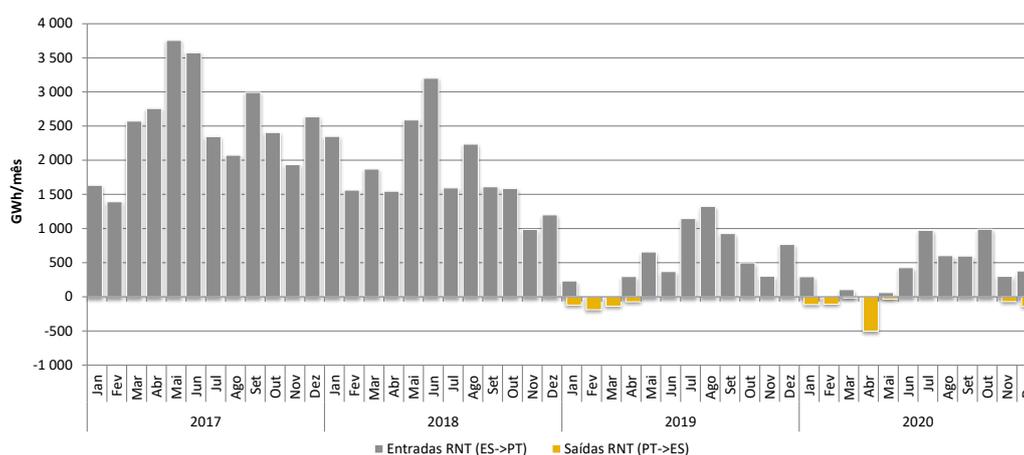
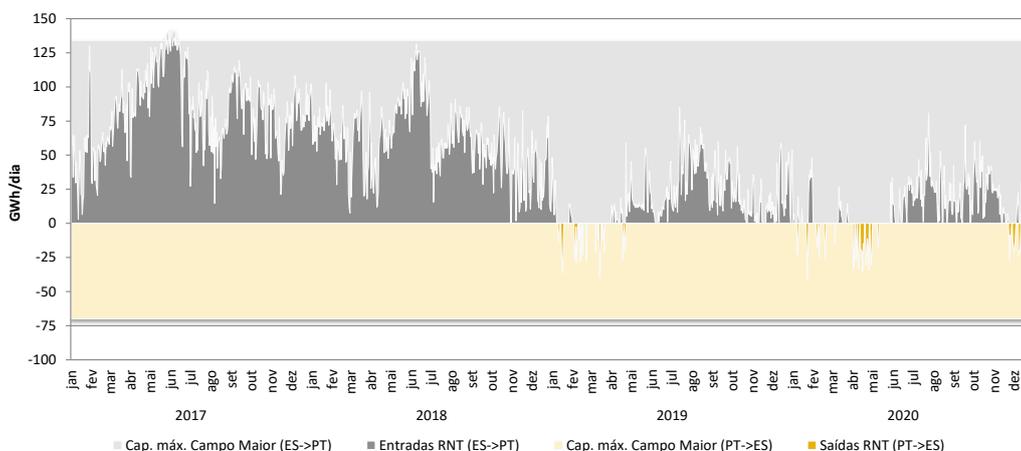


Figura 5-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2017 a 2020



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2017 a 2020 em termos de energia mensal injetada/extraída na RNTG. A Figura 5-14 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída na RNTG e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2020, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNTG de 31 dias/ano, representando uma utilização de 9% da sua capacidade máxima de injeção. Como a figura mostra, não existiu fluxo de exportação de gás para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2020.

Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2017 a 2020

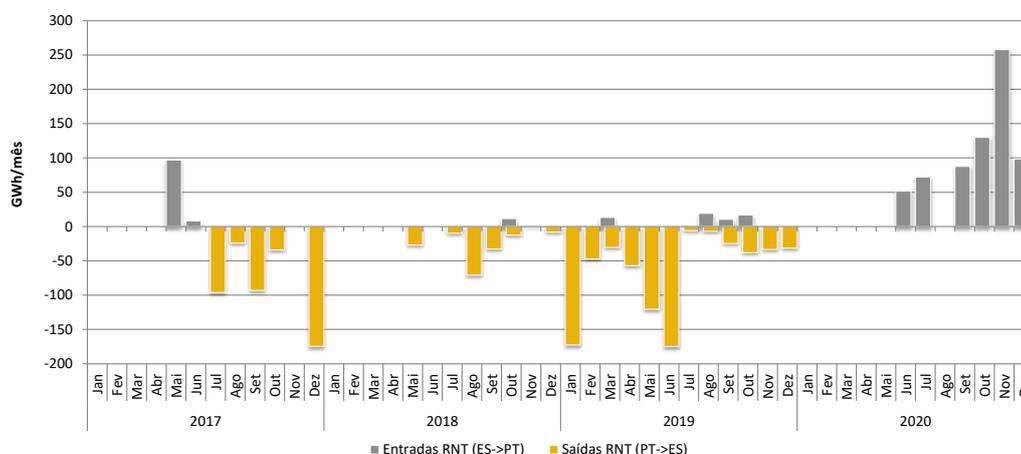
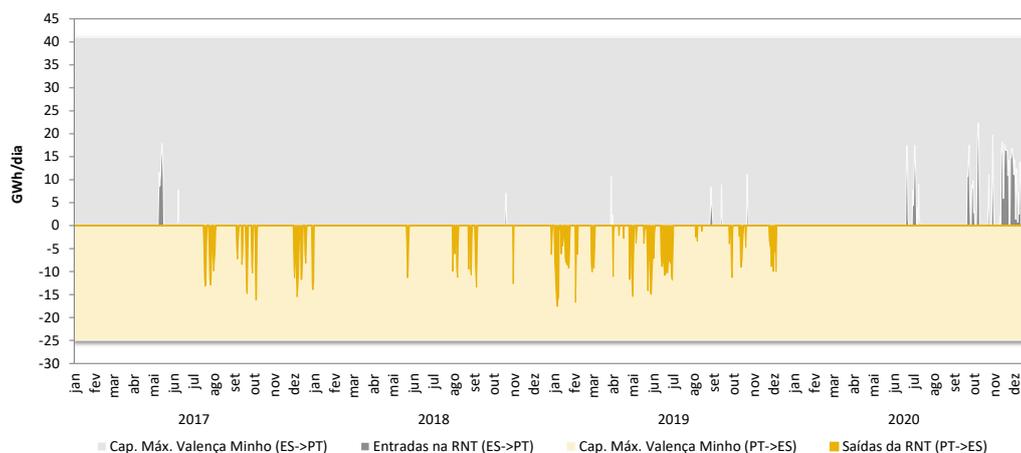


Figura 5-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2017 a 2020



PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)

A Figura 5-15 e Figura 5-16 caracterizam o fluxo no ponto de interligação virtual (VIP) que resulta do somatório das entradas e saídas de gás das interligações de Valença do Minho e Campo Maior, de 2017 a 2020. Em abril de 2020 verificou-se exportação líquida para Espanha no VIP no valor de 504,6 GWh.

Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2017 a 2020

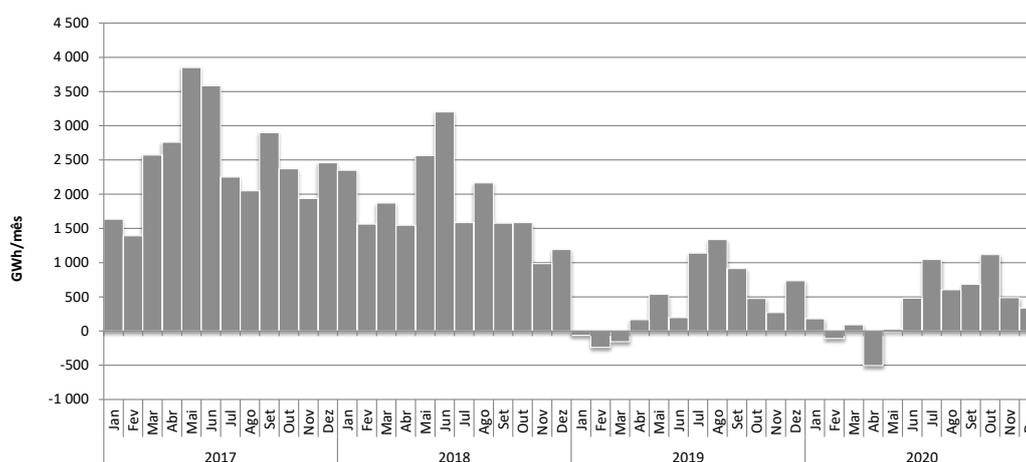
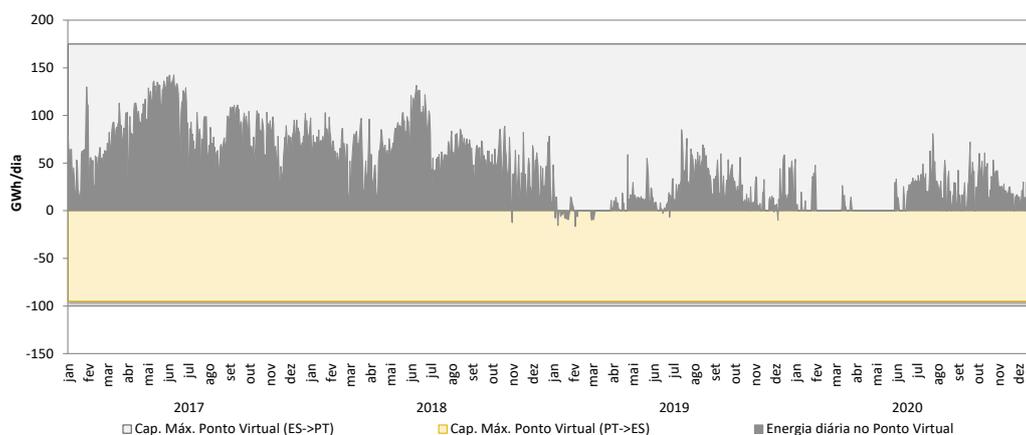


Figura 5-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2017 a 2020



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

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A Figura 5-17 caracteriza a fronteira entre a RNTG com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG de 2017 a 2020. A Figura 5-18 caracteriza a fronteira entre a RNTG com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia diária injetada/extraída na RNTG e de capacidade máxima de injeção/extração da mesma, de 2017 a 2020.

Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2017 a 2020

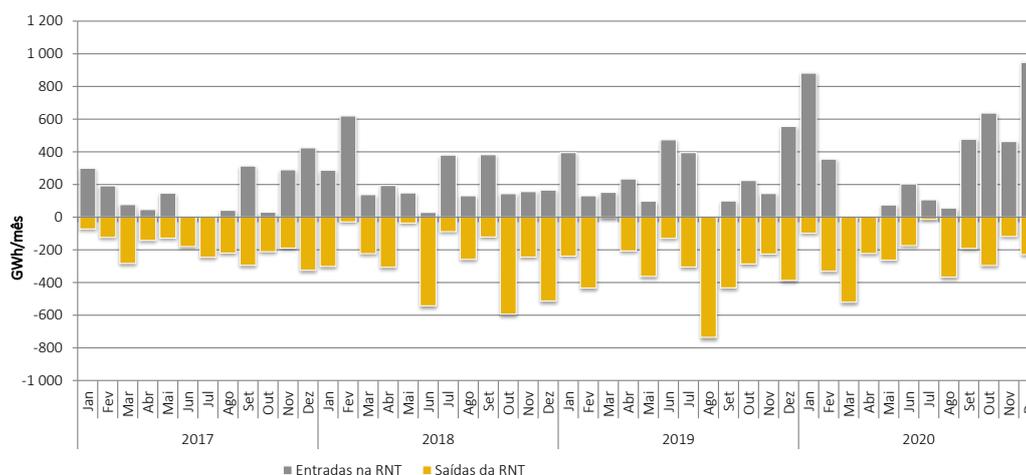
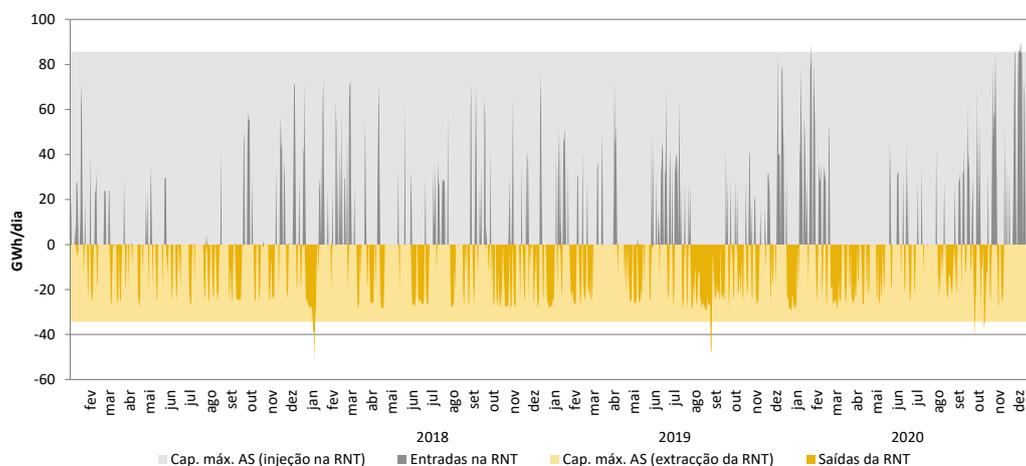


Figura 5-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2017 a 2020



CENTROS ELETROPRODUTORES

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com os centros eletroprodutores, em termos de energia mensal e diária extraída da rede de 2017 a 2020.

Em 2020, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração da RNTG de 181 dias/ano, representando uma utilização de 50% das suas capacidades máximas utilizadas em 2020.

Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2017 a 2020

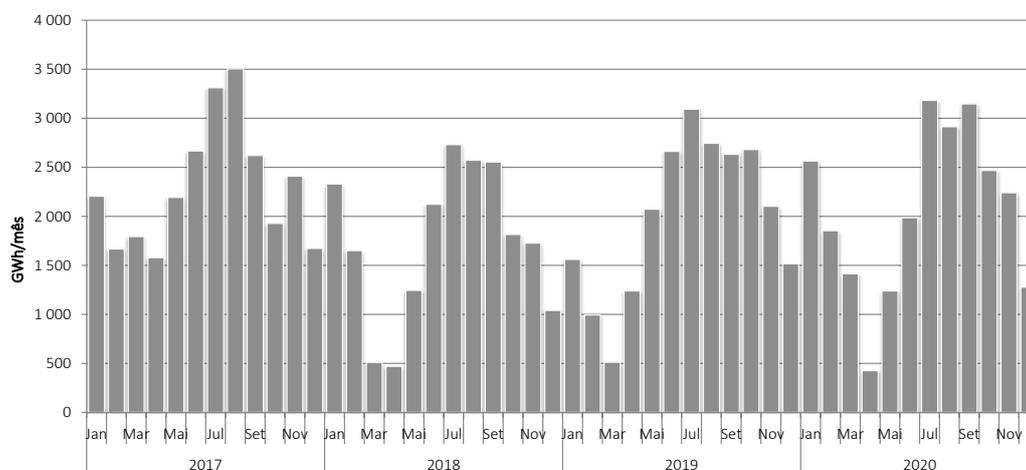
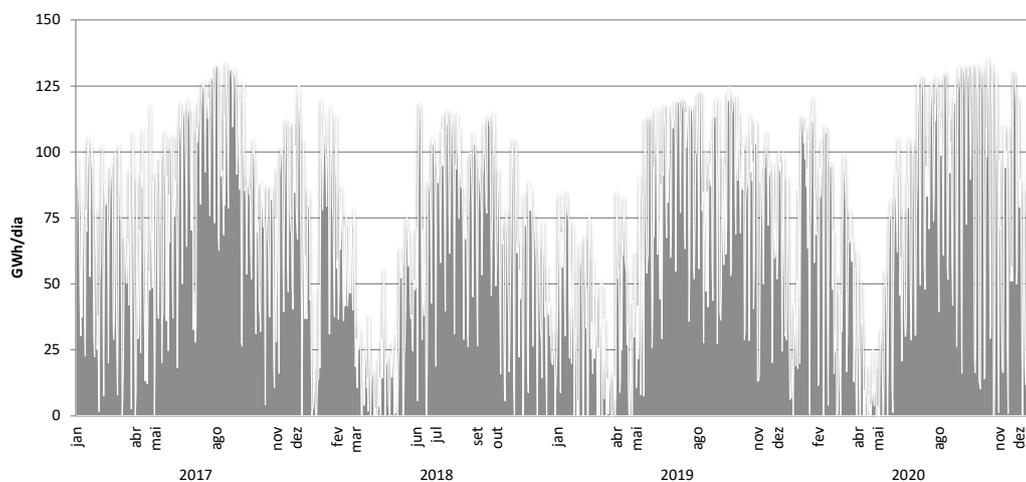


Figura 5-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2017 a 2020



CLIENTES INDUSTRIAIS EM ALTA PRESSÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com os clientes em alta pressão, em termos de energia mensal e diária extraída da rede. Em 2020, verifica-se que os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNTG de 307 dias/ano, representando uma utilização de 84% das capacidades máximas verificadas em 2020. Esta utilização mostra o perfil de consumo quase permanente destes consumidores, assim como uma boa utilização da sua potência.

Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2017 a 2020

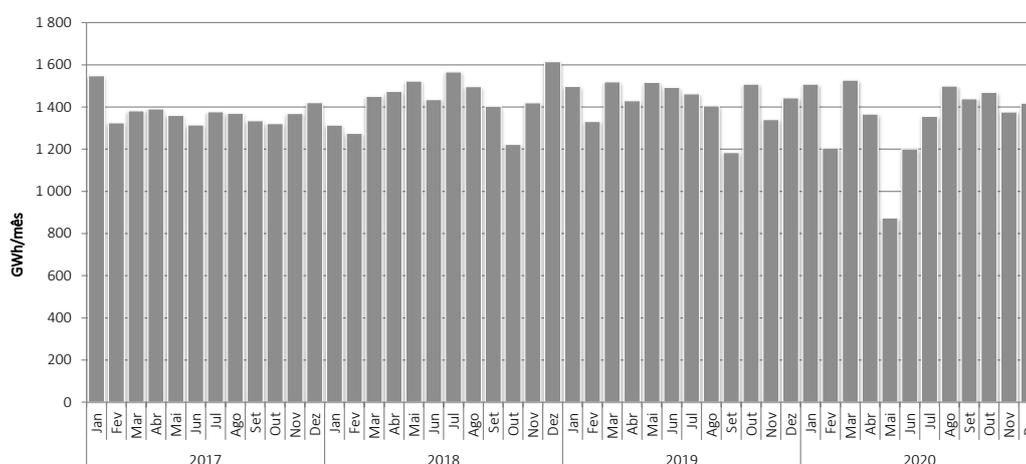
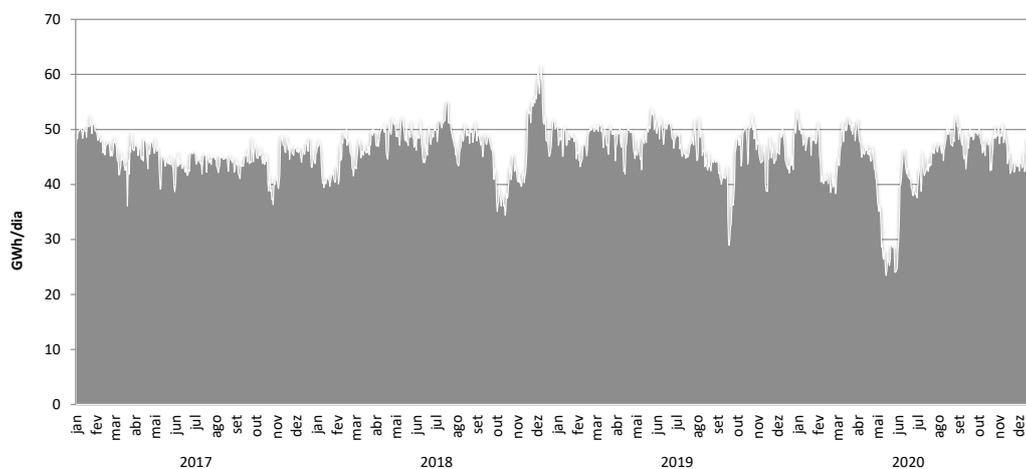


Figura 5-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2017 a 2020



REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com a RNDG em termos de energia mensal e diária extraída da rede, de 2017 a 2020.

Em 2020, verifica-se que as entregas à RNDG correspondem a uma modulação de extração na RNTG de 254 dias/ano, representando uma utilização de 70% da sua capacidade máxima total de extração verificada em 2020.

Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2017 a 2020

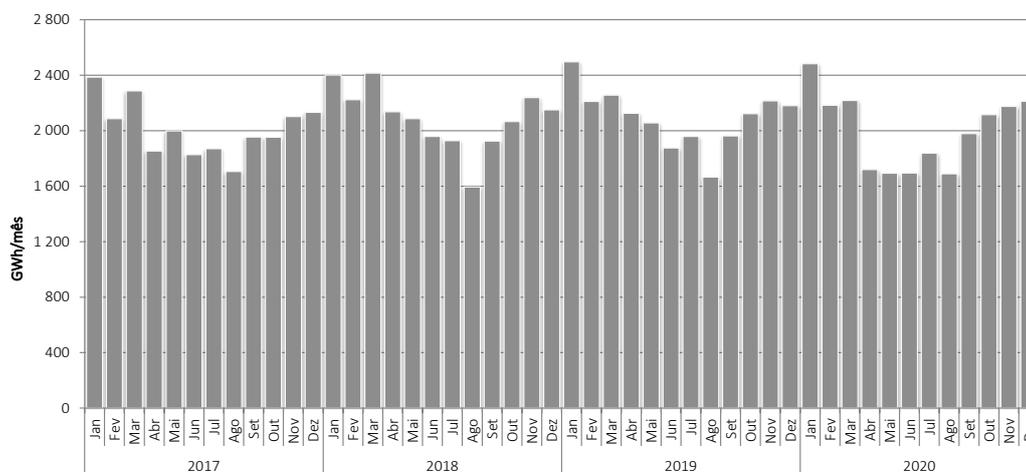
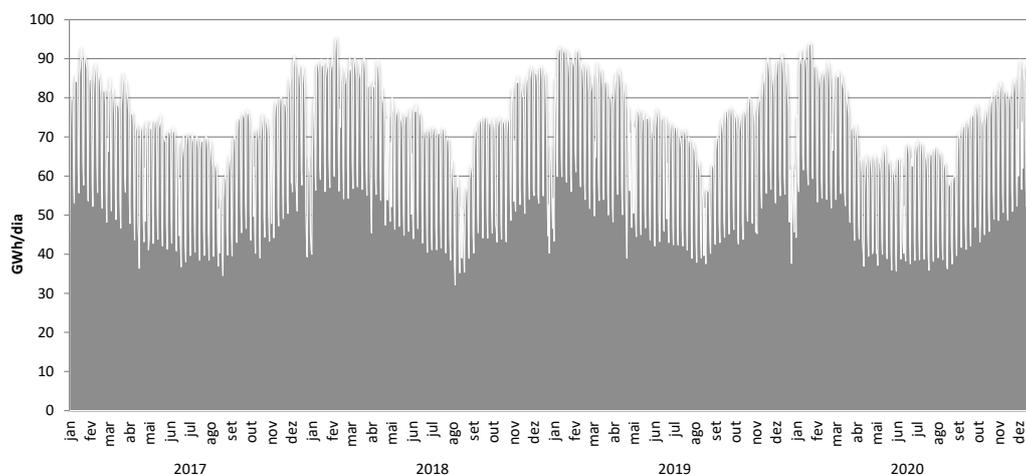


Figura 5-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2017 a 2020



SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE NACIONAL DE GÁS

As figuras seguintes caracterizam as saídas da RNTG para clientes em AP (incluindo os centros eletroprodutores) e para a RNDG, em termos de energia mensal e diária saída da rede RNTG, de 2017 a 2020.

Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2017 a 2020

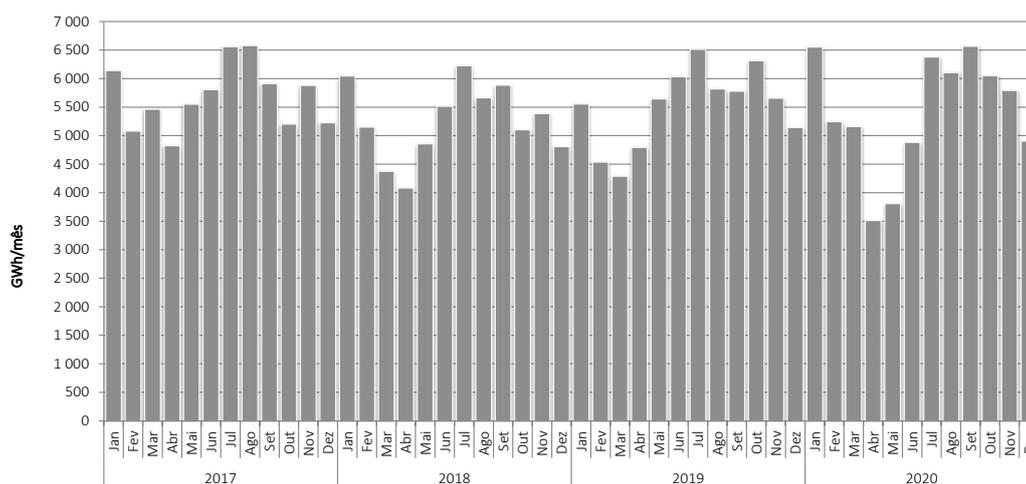
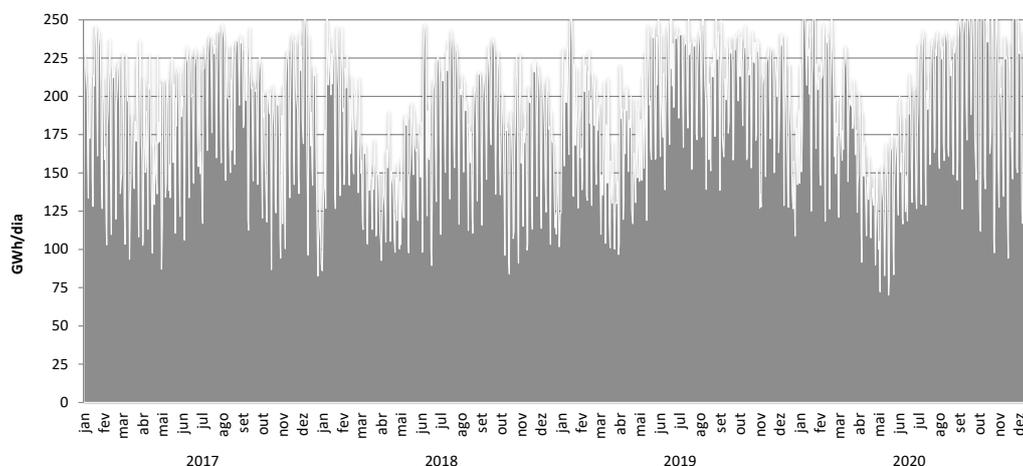


Figura 5-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2017 a 2020



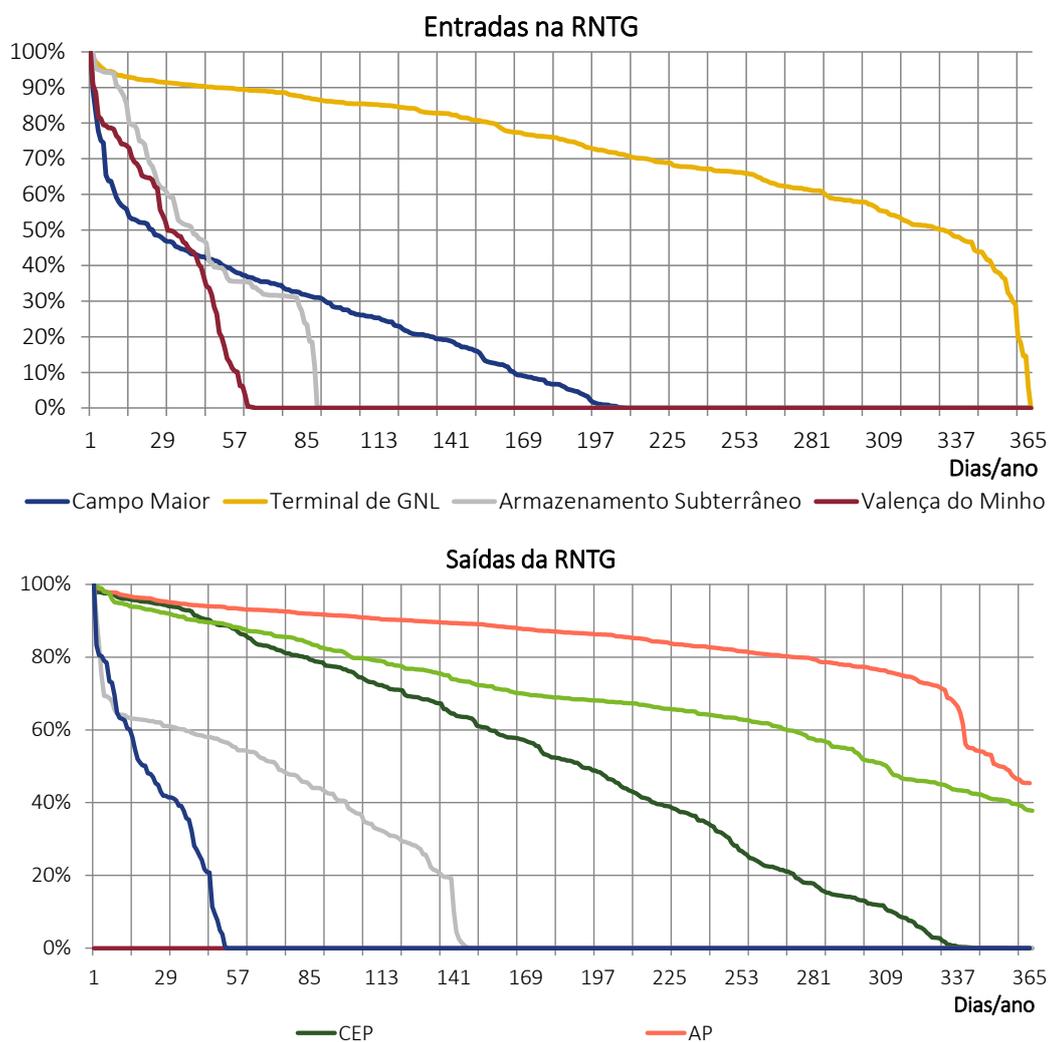
CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNTG EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNTG em função do respetivo valor máximo diário de energia, ocorrido durante o ano de 2020.

A título de exemplo, e no que respeita à entrada na RNTG com maior utilização, a fronteira da RNTG com o Terminal de GNL, verificou durante 334 dias/ano valores de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. Os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida são o Armazenamento Subterrâneo e a interligação de Valença do Minho.

No que respeita às saídas, verifica-se que os clientes industriais em AP apresentaram valores de energia diários superiores a 80% do valor máximo anual durante 280 dias. No que respeita ao agregado das saídas para as RNDG, estes apresentam utilizações anuais superiores a 38% do valor máximo anual. Em 2020, o ponto de saída com menor utilização é Valença do Minho, não tendo qualquer utilização anual na fronteira da RNTG.

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



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

A utilização da RNTG e das infraestruturas em AP é especialmente afetada pela dinâmica no mercado grossista, no que diz respeito aos preços da energia nos mercados internacionais, e na existência de contratos de aprovisionamento de longo prazo. De facto, não apenas a origem do gás que entra na RNTG, oscila entre a interligação com Espanha (com origem na Argélia, por exemplo) e o terminal de GNL (com

origem em países mais longínquos como a Nigéria), como ainda o 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 RNTG e das infraestruturas em AP, que se preveem para o ano gás 2021-2022, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada anteriormente.

- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás na estrutura de produção elétrica. Além da imprevisibilidade em termos de energia, também a capacidade máxima atingida, ligada à potência nominal das centrais, apresenta instabilidade enquanto variável de faturação. Neste caso, foi considerado um cenário ERSE, que prevê um pequeno crescimento do consumo destes produtores, tendo em conta todos os fatores explicitados anteriormente neste documento (ver Capítulo 2)
- Na utilização da RNTG assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: VIP (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo no Carriço. Não se prevê qualquer injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nos pontos de entrada na rede. Assumem-se como pontos de saída os clientes ligados diretamente à rede de AP, as redes de distribuição, o Terminal de GNL (contra fluxo), 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 (VIP, Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal, diário e intradiário (quando aplicável), como estabelecido no Regulamento Tarifário.
- São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis.
- As quantidades de energia previstas para o Terminal de GNL resultam do balanço de energia apresentado no Capítulo 3, com a seguinte estrutura de aprovisionamento: (i) 90% da energia entra pelo Terminal de GNL¹²; (ii) 10% da energia entra pelas interligações. Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de GNL são iguais à soma das quantidades regaseificadas com as quantidades carregadas em cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de

¹² Considera-se que 1% das quantidades recebidas pelo terminal de GNL são destinadas a carregamento de camiões cisterna e não regaseificadas.

carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (transhipment), para o ano gás 2021-2022.

- Considera-se que existe exportação de gás do VIP para Espanha.
- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 6 cavernas no ano gás 2021-2022, como descrito no capítulo 3.1.1.

5.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

5.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA

A análise de quantidades de gás na rede de distribuição foi determinada a partir da informação desagregada sobre a caracterização das quantidades no SNG em 2019-2020, enviada pelos vários agentes de mercado (ORT, ORD e CUR). 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	Longas Utilizações	Curtas Utilizações	Leitura Mensal	Flexível Anual	Flexível Mensal	Flexível Diária
Termo Tarifário Fixo	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	n.a.
Energia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh
Capacidade Utilizada	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Capacidade Base Anual	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.
Capacidade Mensal Adicional	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.
Capacidade Mensal	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.
Capacidade Diária	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia

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 unidade de volume (m³). Esta comparabilidade é importante quer entre formas de energia diferentes, como a eletricidade, quer entre fornecimentos de gás em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás (em €/kWh) em AP é diretamente comparável com o preço de fornecimento de gás nos pequenos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás 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 o 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 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< (consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m³).

Nos fornecimentos em BP> (consumo anual de gás superior a 10 000 m³) e MP foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2019-2020. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94% 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 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 2019-2020. 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 46 dias
- Consumos > 100 mil m³/ano – modulação de 65 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 MP. Este fator relaciona o consumo médio no período fora de vazio, dos consumidores ligados na rede de BP, com o valor máximo diário 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, 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 ORD e para os CUR, 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 2021-2022. 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 2021-2022 a quota de mercado prevista para clientes ligados em MP é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2021-2022 a quota de mercado prevista para clientes ligados em BP> é em média de 98% em energia e de 95% em número de clientes.
- No ano gás 2021-2022 a quota de mercado prevista para os clientes em BP< é em média de 83% em energia e de 85% em número de clientes.

Os CUR 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 CUR. Os ORD aplicam aos CUR as tarifas de acesso às redes nacionais.

5.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás aos clientes finais que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2022.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás a estes clientes finais que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

No que se refere aos restantes níveis de pressão, AP e MP, as tarifas transitórias de venda a clientes finais já se encontram extintas.

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 2021-2022, para os fornecimentos em regime de mercado, para consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m³.

Quadro 5-2 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2021-2022

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	78%	95%	100%	81%	91%	100%
Dianagás	80%	97%	100%	82%	88%	100%
Duriensegás	78%	99%	100%	79%	97%	100%
Lisboagás	78%	96%	100%	82%	92%	100%
Lusitaniagás	82%	99%	100%	83%	97%	100%
Medigás	79%	93%	100%	81%	93%	100%
Paxgás	74%	86%	n.a.	75%	61%	n.a.
EDPgás	90%	99%	100%	92%	97%	100%
Setgás	83%	96%	100%	85%	89%	100%
Sonorgás	95%	100%	100%	95%	100%	100%
Tagusgás	91%	95%	100%	87%	93%	100%
Total	83%	98%	100%	85%	95%	100%

6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2021-2022

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 2021-2022.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2021-2022

Fornecimentos (Tarifas 2021-22)	N.º Clientes							Total	
	BP<			BP>	BP	MP	AP		
	≤ 500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³	Clientes industriais		CEP*
Beiragás	52 148	4 794	56 943	279	57 222	21			57 243
Dianagás	10 116	371	10 487	38	10 525	3			10 528
Sonorgás	32 880	2 125	35 006	223	35 229	4			35 233
Duriensegás	26 789	4 601	31 390	165	31 554	3			31 557
Lisboagás	501 955	33 493	535 448	1 266	536 714	52			536 766
Lusitaniagás	217 620	17 244	234 864	840	235 704	127			235 831
Medigás	24 122	593	24 716	52	24 767	1			24 768
Paxgás	6 060	84	6 143	9	6 152	0			6 152
REN Portgás	353 355	40 902	394 257	1 485	395 742	141			395 883
Setgás	170 144	4 217	174 360	227	174 588	19			174 606
Tagusgás	39 072	1 527	40 599	198	40 796	23			40 820
ORD	1 434 261	109 951	1 544 212	4 782	1 548 994	393			1 549 387
ORT							57	4	61
Total	1 434 261	109 951	1 544 212	4 782	1 548 994	393	57	4	1 549 448

* Centros eletroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2021-2022

Fornecimentos (Tarifas 2021-22)	GWh							Total	
	BP<			BP>	BP	MP	AP		
	≤ 500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³	Clientes industriais		CEP*
Beiragás	98	63	161	208	369	606			975
Dianagás	20	7	26	29	55	36			92
Sonorgás	61	28	89	53	142	31			173
Duriensegás	57	55	112	104	216	38			254
Lisboagás	983	476	1 460	833	2 293	2 407			4 700
Lusitaniagás	432	233	665	1 017	1 682	7 003			8 685
Medigás	38	14	52	41	93	23			116
Paxgás	11	2	12	7	20	0			20
REN Portgás	749	509	1 258	1 388	2 647	4 902			7 548
Setgás	317	65	382	229	611	1 357			1 967
Tagusgás	73	31	104	184	288	1 012			1 300
ORD	2 839	1 482	4 321	4 093	8 415	17 415			25 830
ORT							14 498	25 032	39 530
Total	2 839	1 482	4 321	4 093	8 415	17 415	14 498	25 032	65 360

* 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 AP.

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	Capacidade Utilizada
	(MWh/dia)
Entregas a Redes de Distribuição	118 640
Entregas a Clientes em AP	180 566

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

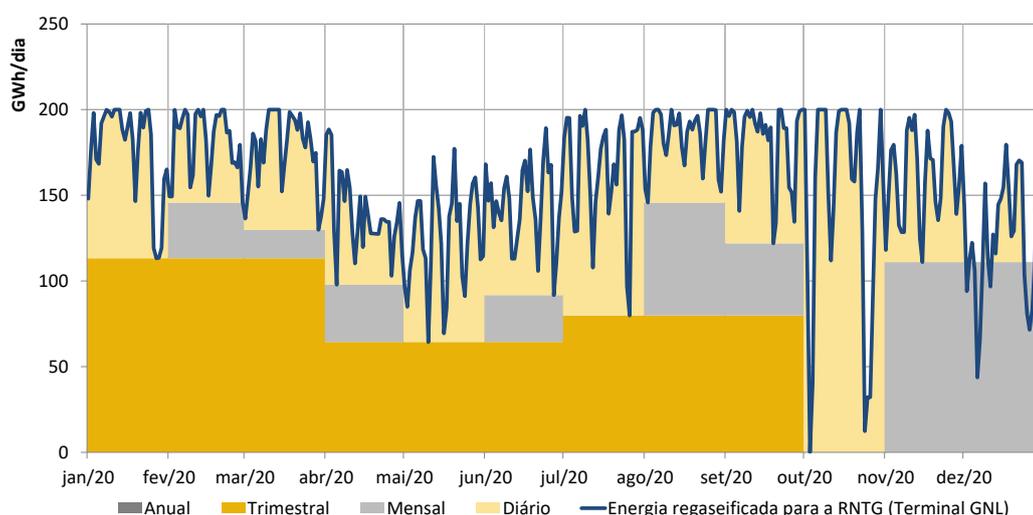
Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Apresenta-se também a evolução da contratação dos produtos de capacidade na regaseificação do Terminal de GNL.

Este exercício de previsão começa pela análise de duas estratégias de contratação de capacidade de regaseificação, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) minimização da faturação de contratação de capacidade. Se forem considerados multiplicadores unitários, os dois critérios de otimização conduziriam a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores superiores a 1 aos preços dos produtos de menor maturidade resultaria num incentivo para contratar produtos de maior maturidade com preços mais reduzidos, podendo-se observar em alguns períodos situações de sobre-reserva, isto é, reserva de capacidade superior à necessária. Nesta situação os dois critérios de otimização conduziriam a soluções diferentes.

Considerando o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL, em 2020, 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 RNTG 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



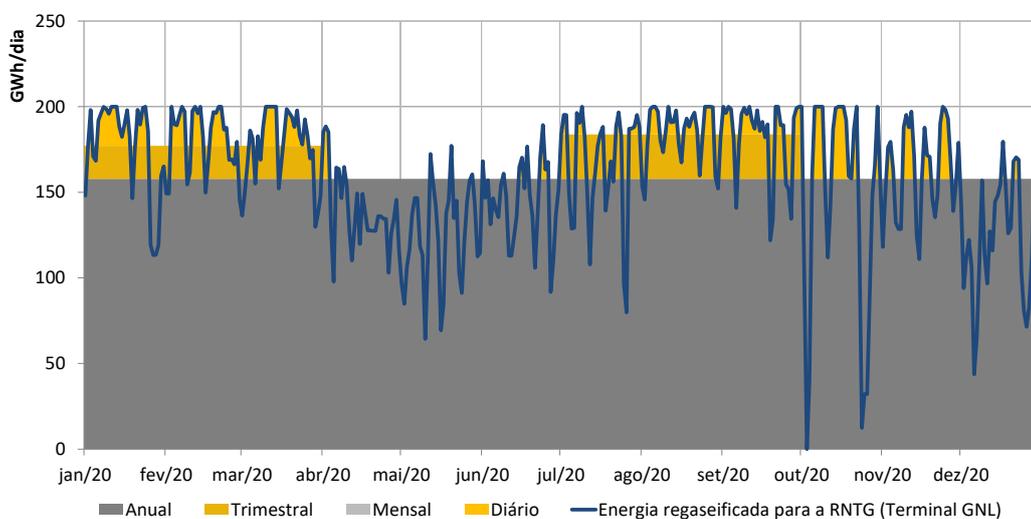
Verifica-se que a minimização da capacidade contratada leva a uma combinação de produtos, função do perfil diário de regaseificação do terminal de GNL, que não conduz à contratação de sobre-capacidade.

Outra estratégia possível seria o caso em que os agentes de mercado¹³ 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. Os multiplicadores que relacionam os preços dos diversos produtos de capacidade de curto prazo com o produto de capacidade anual são os apresentados no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022”.

A Figura 6-2 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo. Este cenário tende a ser o adotado pelos agentes com maior previsibilidade nos seus fornecimentos anuais.

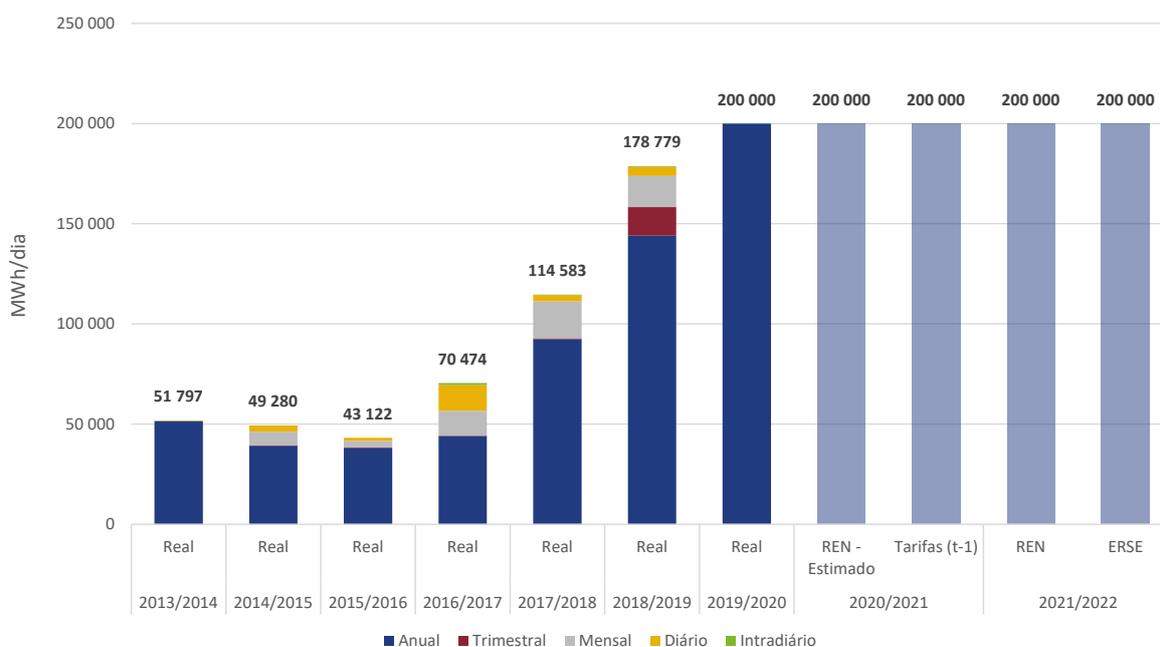
¹³ Considera-se apenas um agente de mercado e que este representa o total da procura nacional.

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



As duas estratégias de contratação apresentadas, resultam numa contratação do produto anual bastante distinta da observada nos dois últimos anos gás, conforme Figura 6-3, onde se ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL.

Figura 6-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL



Denota-se que a capacidade contratada de regaseificação verifica um acréscimo significativo desde o ano gás 2015-2016 até ao ano gás 2019-2020, ano em que foi contratado o valor máximo de capacidade através do produto anual. No leilão de atribuição de capacidade realizado em julho de 2020 para o ano gás 2020-2021 foi novamente contratada toda a capacidade no produto anual.

Deste modo, para o ano gás 2021-2022, considerando a recente utilização do Terminal de GNL e o resultado do leilão de atribuição de capacidade anual para o ano gás 2020-2021, considera-se que a previsão do operador da RNTG é mais adequada do que os valores que resultariam das estratégias de minimização apresentadas nas Figura 6-1 e Figura 6-2. Assim, para o produto de capacidade de regaseificação, considera-se que os agentes contratam toda a capacidade em produto anual e que não existe contratação de produtos de capacidade de curto prazo.

A energia rececionada e a energia entregue à RNTG é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2021-2022, conforme apresentado no capítulo 3.

São previstas quantidades nulas para a opção de tarifa agregada.

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 2021-2022 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	58 436 324	
Entregas a camiões cisterna	1 925 218	
Armazenamento GNL	Capacidade contratada de armazenamento	
	(kWh/dia)	
Produto de capacidade anual	1 705 767 223	
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL	Capacidade contratada de regaseificação	Energia
	(kWh/dia)	(MWh)
Produto de capacidade anual	200 000 000	58 436 324
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário	0	
Entrega a camiões cisterna	Número de carregamentos	
Carregamento de camiões cisterna	6 634	

A previsão da procura considera quantidades nulas para os produtos de capacidade firme na regaseificação no horizonte intradiário e para os produtos de capacidade interruptível. Esta estimativa decorre do carácter residual e de maior volatilidade que a contratação destes produtos implica.

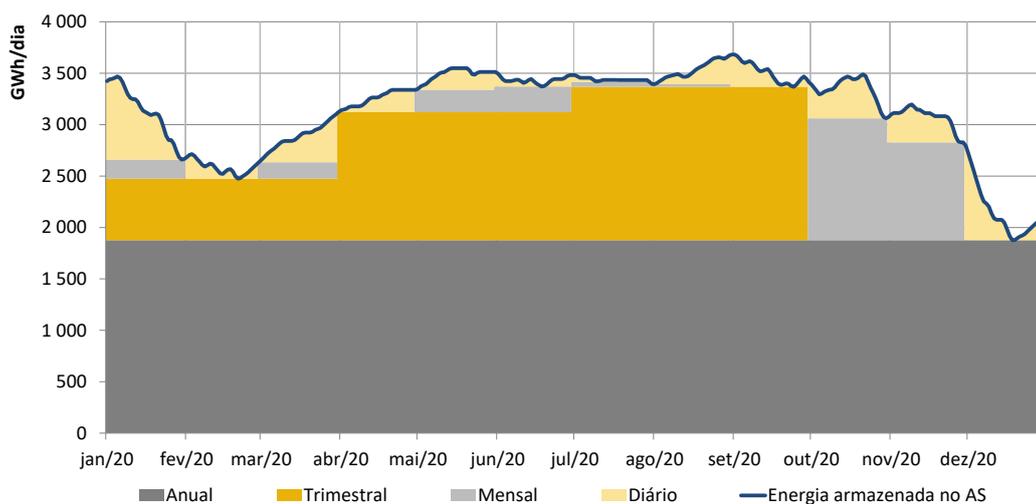
6.2.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Conhecendo o perfil diário de energia armazenada no armazenamento subterrâneo, em 2020, é possível calcular a capacidade contratada de armazenamento, adotando uma estratégia de minimização da

capacidade contratada. A Figura 6-4 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.

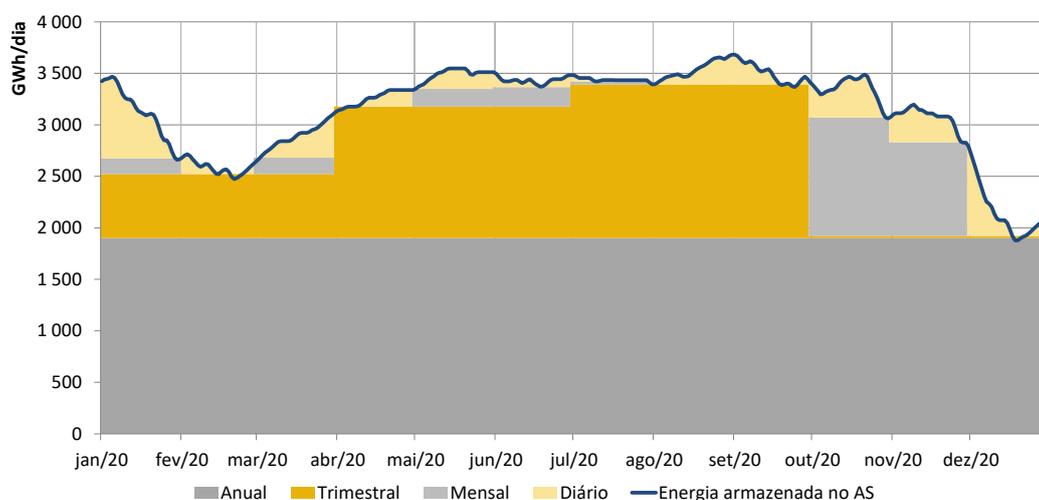
Figura 6-4 - Produtos de capacidade contratada de armazenamento no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada



Outra estratégia para a contratação de capacidade é a utilização de uma combinação de produtos de capacidade que minimizem a fatura anual da capacidade contratada de armazenamento, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Os multiplicadores que relacionam os preços dos diversos produtos de capacidade com o produto de capacidade anual são os apresentados no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022”.

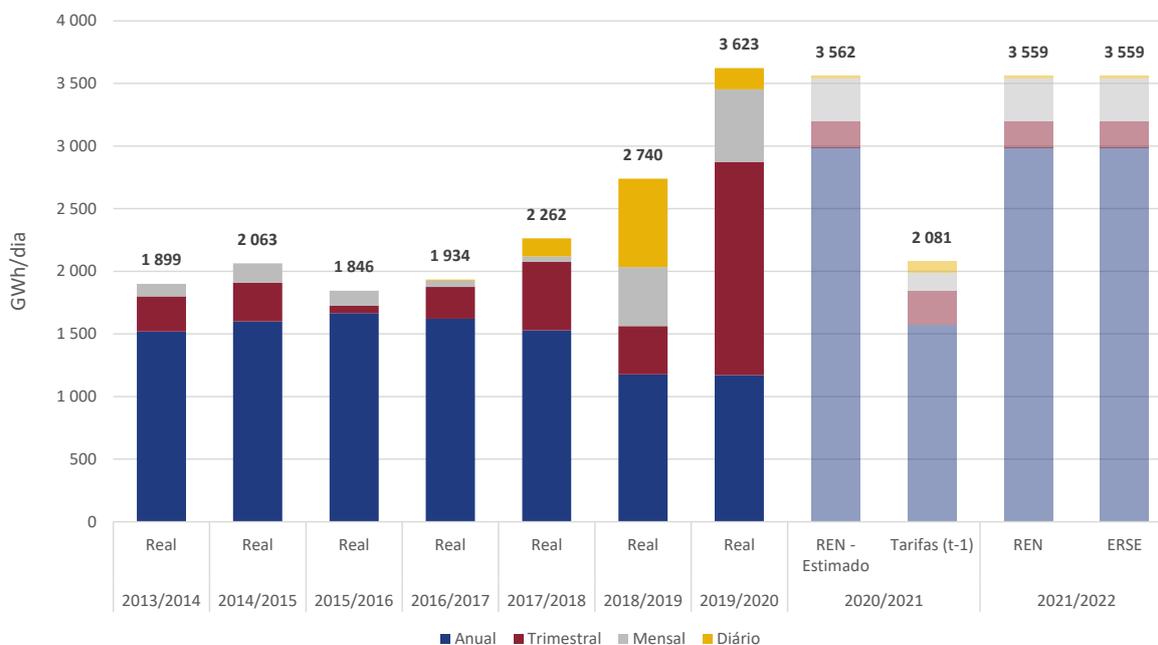
A Figura 6-5 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo. Este cenário seria o adotado pelos agentes caso estes conseguissem prever os seus fornecimentos anuais.

Figura 6-5 - Produtos de capacidade contratada de armazenamento no armazenamento subterrâneo –
Minimização da fatura anual da capacidade contratada



Qualquer uma das estratégias anteriores resultaria em previsões de contratação de capacidade inferiores ao verificado no ano gás 2019-2020 e à estimativa mais recente da REN para o ano gás 2020-2021. Na Figura 6-6 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.

Figura 6-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo



Verifica-se que a contratação do produto anual tem perdido relevância desde o ano gás 2015-2016, passando os agentes a efetuar uma maior contratação em produtos de curto prazo, que se traduziu num aumento substancial da contratação de capacidade no armazenamento subterrâneo. Nas normas submetidas para este exercício tarifário o valor estimado pela REN Armazenagem para o ano gás 2020-2021 está alinhado com o último valor real conhecido, o do ano gás 2019-2020, sendo apenas ligeiramente inferior ao valor desse ano. Este valor é substancialmente superior ao valor previsto o ano passado para as tarifas do ano gás 2020-2021, que estava ancorado na contratação passada do armazenamento subterrâneo.

A previsão da REN Armazenagem para o ano gás 2021-2022 está alinhada com a estimativa para o ano gás 2020-2021.

Face ao exposto, para o ano gás 2021-2022, dada a recente utilização do Armazenamento Subterrâneo (AS), considera-se que a previsão do operador do AS é mais adequada do que os valores que resultariam das estratégias de minimização de produtos de capacidade apresentadas nas Figura 6-4 e Figura 6-5. Assim, as quantidades para o cálculo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2021-2022, são as previstas pelo operador do AS.

A energia injetada e a energia extraída é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2021-2022, conforme apresentado no capítulo 3.

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

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
Produto de Capacidade	Capacidade contratada de armazenamento	Energia injetada	Energia extraída
	(kWh/dia)	(kWh)	(kWh)
Produto anual	2 985 556 623	2 756 201 832	2 756 201 832
Produto trimestral	213 750 000		
Produto mensal	338 402 833		
Produto diário	21 733 736		

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

O quadro seguinte apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de OLMC a aplicar pelo ORT para as entregas a redes de distribuição e para as entregas a clientes em AP.

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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)
Entregas a Redes de Distribuição	118 640
Entregas a Clientes em AP	180 566

No caso das UAG propriedade de clientes, para as quais não existe medição de capacidade utilizada, a respetiva procura está incluída juntamente com o valor de entrega a clientes em AP, aplicando um fator de modulação de 150 dias ao consumo anual de energia (kWh/ano) prevista para o ano gás.

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 2021-2022 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	25 032 388
Entregas a clientes em AP	13 695 577
Entregas aos operadores de redes de distribuição	25 876 689
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	802 359

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela II	Energia
	(MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	n.a.
Entregas a clientes em AP	13 695 577
Entregas aos operadores de redes de distribuição	25 876 689
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	802 359

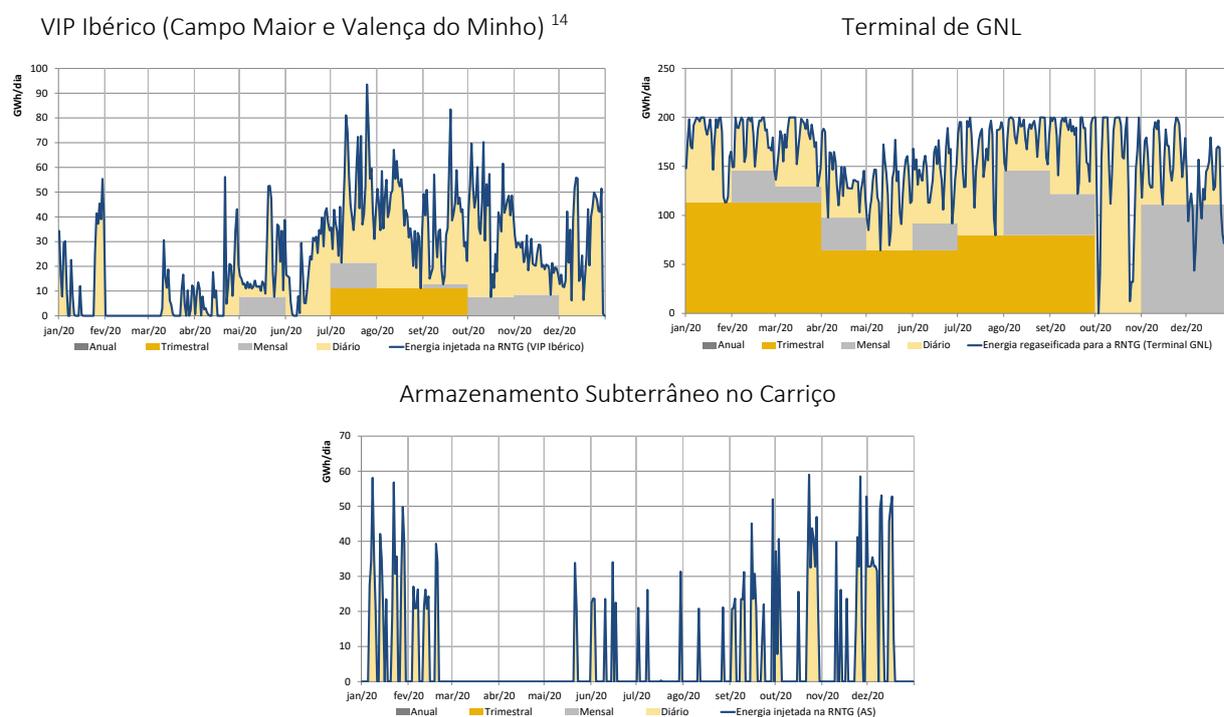
6.2.5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte. Começa por se efetuar uma análise semelhante à realizada para o Terminal de GNL e para o Armazenamento Subterrâneo, para os produtos de capacidade contratada nos diferentes pontos de entrada na RNTG.

Conhecendo o perfil diário das injeções na RNTG, por ponto de entrada em 2020, calcula-se a combinação de produtos a contratar em cada ponto de entrada que minimiza o valor da capacidade contratada. A Figura 6-7 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a azul representa o total de energia diária injetada para a RNTG 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 intradiárias.

Figura 6-7 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNTG

– Minimização da capacidade contratada

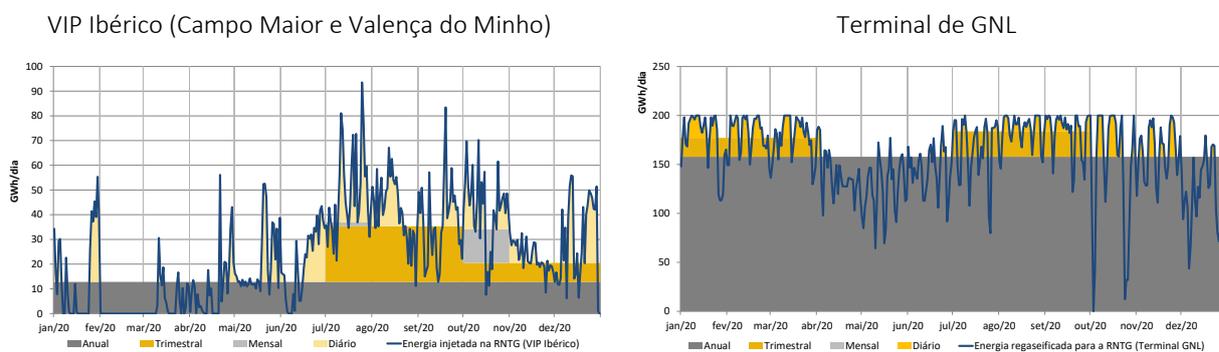


A outra estratégia para a contratação de capacidade seria a utilização de uma combinação de produtos de capacidade que minimiza a fatura anual da capacidade contratada de entrada na RNTG, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Este cenário tenderia a ser adotado pelos agentes com maior previsibilidade nos seus fornecimentos anuais. No caso da entrada do AS não existe produto anual, trimestral e mensal, pelo que a estratégia de minimização de fatura é igual à estratégia de minimização da capacidade, ou seja, contratação de produto diário, sendo essa a previsão considerada para o ano gás 2021-2022.

A Figura 6-8 ilustra o resultado se os agentes adotassem uma estratégia de minimização da fatura anual da capacidade contratada.

¹⁴ O perfil de injeção diário apresentado para o VIP Ibérico resulta do máximo valor diário verificado entre 2019 ou 2020. Assim, cada ponto do perfil diário apresentado no gráfico é o máximo valor ocorrido, por dia, em 2019 ou 2020. Esta opção foi adotada por forma a introduzir algum grau de incerteza na metodologia de otimização dos produtos de capacidade.

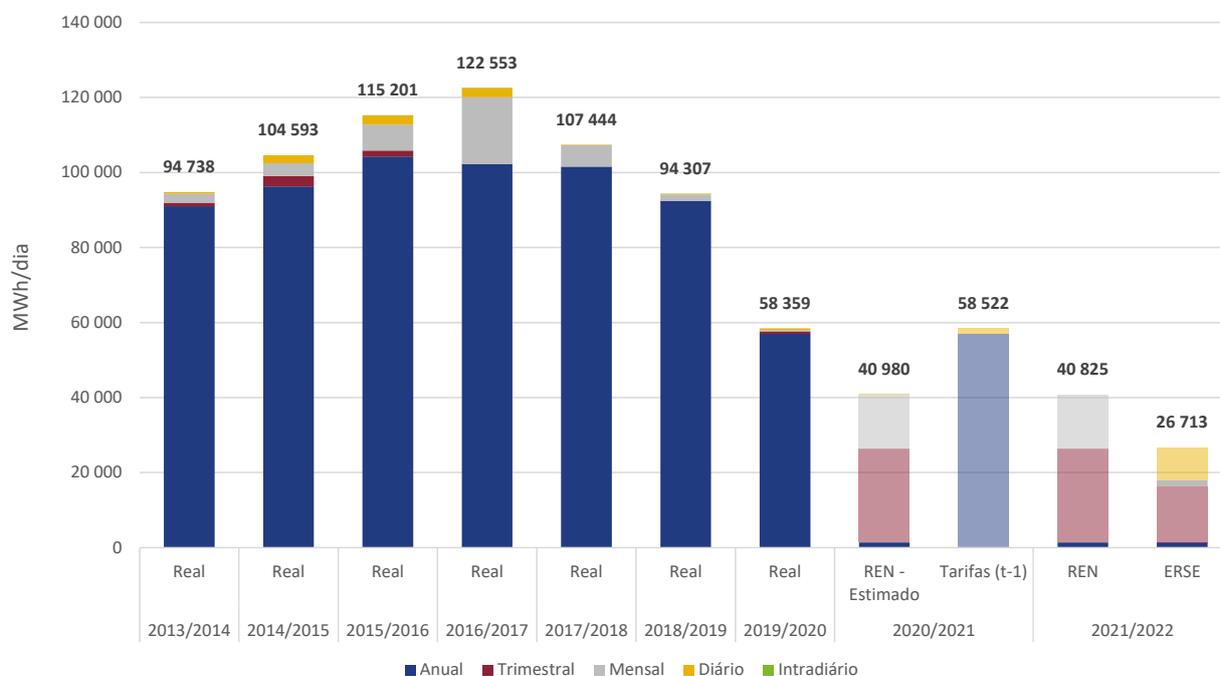
**Figura 6-8 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNTG
– Minimização da fatura anual de capacidade contratada**



Todavia, esta estratégia conduziria no VIP Ibérico a uma contratação de capacidade do produto anual muito superior à resultante do leilão de atribuição de capacidade anual para o ano gás 2020-2021 (1,355 GWh/dia).

Na Figura 6-9 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada na RNTG a partir do VIP Ibérico (Campo Maior e Valença do Minho).

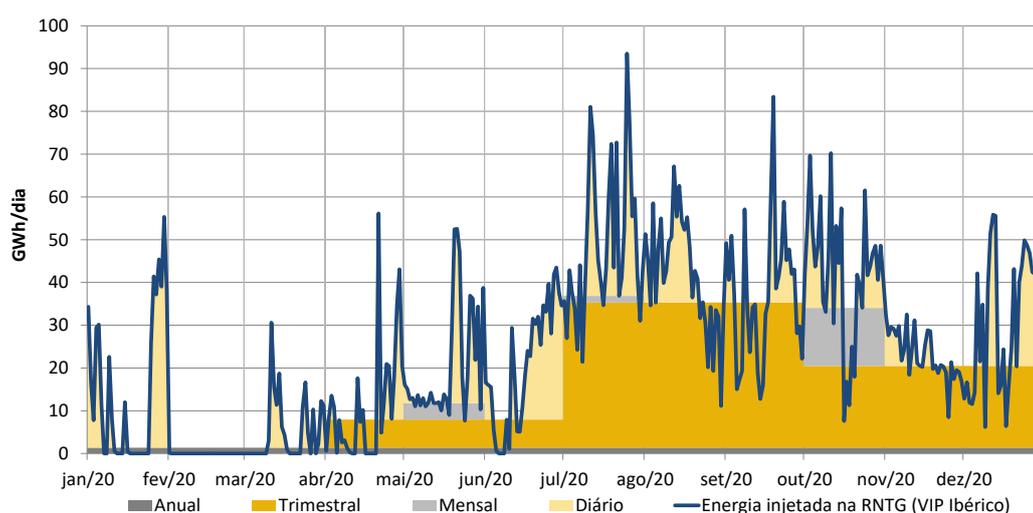
Figura 6-9 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico



Verificamos que até ao ano gás 2019-2020 a capacidade contratada no VIP Ibérico, era efetuada essencialmente através do produto anual. Todavia, desde o ano gás 2015-2016, verifica-se um decréscimo significativo da contratação total de capacidade no VIP Ibérico, devido a uma menor utilização deste ponto de entrada na RNTG.

Deste modo, para o ano gás 2021-2022, dada a recente utilização das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, considera-se que a previsão do operador da RNTG para o produto de capacidade anual (igual ao resultado do referido leilão) é mais adequada do que os valores que resultam das estratégias de minimização apresentadas nas Figura 6-7 e Figura 6-8. As quantidades para os produtos de maturidade inferior resultam de um processo de otimização de minimização da fatura, resultando na estratégia de contratação ilustrada na Figura 6-10.

Figura 6-10 - Produtos de capacidade contratada no ponto de entrada da RNTG a partir do VIP Ibérico



A previsão para a contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico está alinhada com o comportamento recente de contratação, nomeadamente o comportamento observado durante o ano gás 2020-2021 (ver Figura 6-11). O ano gás 2019-2020 é menos representativo uma vez que é influenciado de forma relevante pela contratação do produto anual para 2019-2020, o qual foi contratado antes do início da pandemia da Covid-19 em Portugal e Espanha. O valor médio de contratação de capacidade no ano gás 2020-2021, até ao dia 24 de maio, foi de 19,3 GWh/dia.

Figura 6-11 - Contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico

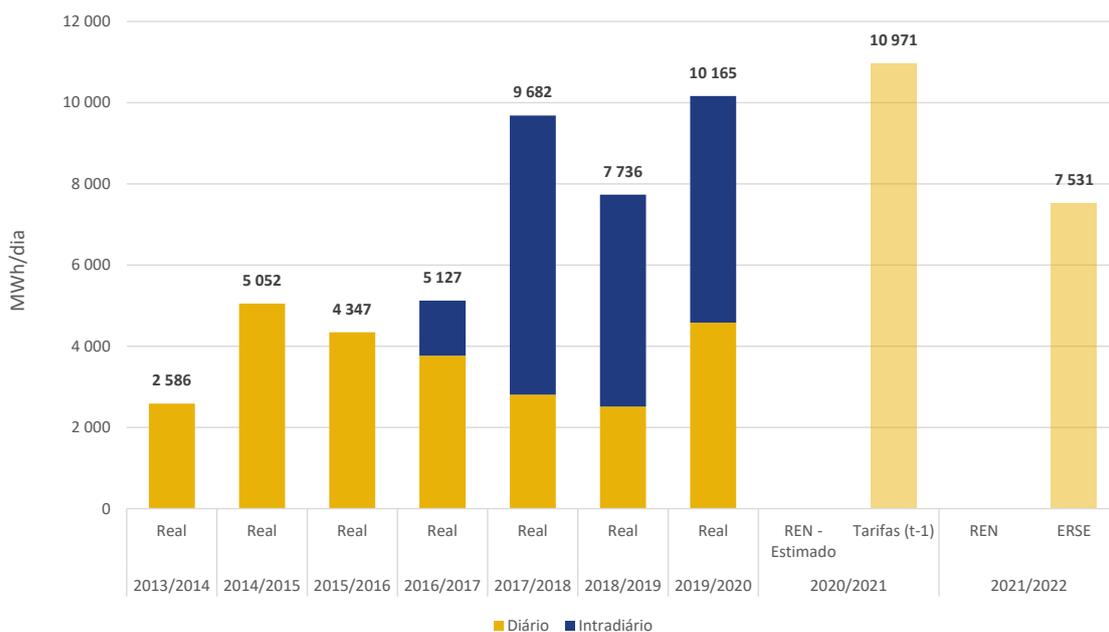


Fonte: ENTSOG Transparency Platform; informação até 24 de maio de 2021.

Para o produto de capacidade do ponto de entrada do Terminal de GNL, considera-se que os agentes contratam toda a capacidade em produto anual e que não existe contratação de produtos de capacidade de curto prazo, conforme descrito no ponto 6.2.1.

Na Figura 6-12 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo.

Figura 6-12 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo



No que se refere à contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo, verifica-se que nos três primeiros anos gás em análise, os agentes efetuaram a sua contratação apenas no produto diário. Do ano gás 2017-2018 a 2019-2020 a estrutura de contratação alterou-se tendo os agentes contratado mais produto intra-diário. A previsão da ERSE de contratação de capacidade resulta na contratação de toda a capacidade através de produtos diários.

O quadro seguinte apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os diferentes pontos de entrada na RNTG.

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	26 712 726	0
Produto de capacidade anual	1 355 040	
Produto de capacidade trimestral	14 977 076	
Produto de capacidade mensal	1 607 780	
Produto de capacidade diário	8 772 829	
Produto de capacidade intradiário		0
Terminal GNL em Sines	200 000 000	0
Produto de capacidade anual	200 000 000	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário		0
Armazenamento Subterrâneo	7 530 606	0
Produto de capacidade diário	7 530 606	
Produto de capacidade intradiário		0

A previsão da procura considera quantidades nulas para a oferta de produtos de capacidade interruptível.

Os quadros seguintes apresentam as quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os diferentes pontos de saída na RNTG e para as diferentes opções tarifárias. Tal como mencionado no capítulo 2, considera-se para o ano gás 2021-2022, as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico, verificadas no ano gás 2019/2020, assim como o respetivo perfil diário. Desta forma, a contratação de capacidade é exclusivamente de produto diário. Para o armazenamento subterrâneo considera-se a energia prevista pela REN para o ano gás 2021/2022 de extrações da RNTG para o armazenamento, bem como o respetivo perfil diário, originando a contratação unicamente de produto diário.

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	2 414 103	0
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	2 414 103	
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	7 551 238	0
Produto de capacidade diário	7 551 238	
Produto de capacidade intradiário		0

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Entregas a Clientes em AP (Longas utilizações)	53 618 259		
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	99 006 437	1 375 626	
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		20 643 838	23 164 114
Entregas a Clientes em AP (opção flexível diária)		0	0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	118 639 981		

A capacidade utilizada dos clientes em AP foi determinada considerando as previsões do ORT para o ano gás 2021-2022, tendo em conta informação mais recente referente ao encerramento da refinaria em Matosinhos.

A capacidade utilizada dos operadores de rede de distribuição foi determinada considerando a capacidade prevista pelo ORT para o ano gás 2021-2022.

Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída para instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	
	Energia
	(MWh)
Entregas às Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	802 359

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 utilizadas no cálculo da tarifa de OLMC a aplicar pelos ORD, para a totalidade das suas entregas.

Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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 (n.º clientes)
Termo Fixo	1 549 387

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 6-14 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	QUANTIDADES (MWh)
Energia (Parcela I)	25 876 689
Energia (Parcela II >)	21 537 709
Energia (Parcela II <)	4 338 980

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 6-15 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD	QUANTIDADES (MWh)
Energia	25 876 689

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 6-16 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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 >	178		20 813 233	1 521 723	96 022 994
URD _{MP} - Longas utilizações <	184	5	2 239 597	173 144	13 554 711
URD _{MP} - Curtas utilizações >	1		23 177	1 417	679 684
URD _{MP} - Curtas utilizações <	5		15 378	407	692 914
URD _{BP>} - Longas utilizações >	61		554 058	42 235	3 331 440
URD _{BP>} - Longas utilizações <	882	3 815	3 215 155	203 729	42 265 284
URD _{BP>} - Curtas utilizações >	0		0	0	0
URD _{BP>} - Curtas utilizações <	3		2 792	178	221 214
URD _{BP<}	1 544 212		4 136 958	184 295	151 289 542

Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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	9	407 393	12 236	1 578 224	1 935 858
URD _{BP>} - Flexível mensal	16	31 183	814	126 703	388 122

Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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	10	591 363	59 520	4 817 432	20 559
URD _{BP>} - Flexível anual	5	40 483	2 650	369 475	7 221

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 6-19 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos CUR Grossista	812 011

6.4.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS 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 de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m³/ano

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos ≤ 10 000 m ³ /ano	718 760
Fornecimentos > 500 m ³ /ano	241 522
Fornecimentos ≤ 500 m ³ /ano	477 238

6.4.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS 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 superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³/ano

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos acima de 10 000 m ³ /ano	93 251

6.4.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS 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 de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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)	226 123
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	15 114
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	211 009
Termo de Energia (MWh)	715 823
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	240 535
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	475 288

6.4.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS 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 superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-23 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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)	255
Termo de Energia (MWh)	92 870

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 6-24 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022

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	14 074 922	58 967 319	0	0
Flexível Anual	19 373 906	99 006 437	1 375 626	0
Flexível Mensal	6 081 497	0	20 643 838	23 164 114

6.5.2 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS 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 superiores a 10 000 m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	5	40 787	4 223	244 313	
Longas Utilizações <	41	69 970	4 829	500 255	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	231	81 617	2 687	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	2	3 557	0	8 613	22 071

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	9	458 147	35 768	2 783 182	
Longas Utilizações <	10	101 626	9 320	583 328	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	845	28	64 146	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	1	711	0	18 310	16 572

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

DIANAGÁS

Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	7	15 414	846	132 952	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	31	12 125	662	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	2	34 142	1 897	195 532	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 10000 - 100000)	1	67	5	5	

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

DURIENSEGÁS

Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	906	7	4 501
Longas Utilizações <	20	48 120	2 129	338 786
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	143	46 819	3 734
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	1	1 896	254	31 241	19 026

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP – Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	3	35 602	2 892	181 033
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0

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

LISBOAGÁS

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	9	77 240	6 674	439 642	
Longas Utilizações <	186	386 003	28 779	2 522 499	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 314	84	6 295	
Mensal	10 000 - 100 000	1 070	309 992	21 709	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	1	1 257	91	4 260	5 047

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	20	1 620 216	149 198	7 972 294	
Longas Utilizações <	22	292 260	26 692	1 750 306	
Curtas Utilizações>	1	23 177	1 417	679 684	
Curtas Utilizações<	1	1 928	171	56 490	
Mensal (10 000 - 100 000)	2	1 874	209		

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	3	169 699	1 352	651 931	681 391

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	3	106 224	12 761	608 115	162

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	22	199 014	17 533	1 191 835	
Longas Utilizações <	215	514 116	45 349	3 792 221	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	180	18	30 408	
Mensal	10 000 - 100 000	599	206 930	14 036	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)	
Flexível Mensal	1	2 130	22	27 914	27 047	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)	
Flexível Anual	2	15 614	1 859	128 400	1 412	

Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	63	5 397 134	500 400	24 281 934	
Longas Utilizações <	60	686 677	73 964	4 169 911	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 611	10	302 507	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)	
Flexível Mensal	1	18 945	1 775	63 324	63 858	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)	
Flexível Anual	2	292 953	29 929	3 172 176	0	

MEDIGÁS

Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	14	26 454	2 395	167 512	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	37	11 284	1 093	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	1	20 619	1 888	95 180	
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	0	

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

PAXGÁS

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	1	3 138	161	22 915	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	8	3 580	506	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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	0	

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

REN PORTGÁS

Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	19	184 048	9 144	1 129 800
Longas Utilizações <	313	734 979	33 564	4 935 669
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1 147	377 431	18 101
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)				REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	3	5 009	448	52 470	38 594

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)				REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	3	24 869	791	241 074	5 809

Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	68	3 606 725	249 135	17 176 225
Longas Utilizações <	63	815 583	35 499	5 028 057
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	2	10 994	198	269 772
Mensal (10 000 - 100 000)	2	453	31	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	1	7 781	268	47 968	49 500

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	5	161 819	13 458	860 894	436

SETGÁS

Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	4	47 137	4 193	284 267	
Longas Utilizações <	34	82 344	5 908	716 689	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 298	76	184 510	
Mensal	10 000 - 100 000	184	77 379	5 025	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	3	5 482	0	2 185	67 955

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	9	1 014 485	85 308	4 881 850	
Longas Utilizações <	6	106 317	7 358	572 594	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	3	140 671	2 378	452 830	758 436

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

SONORGÁS

Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	12	13 772	395	78 584	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	211	37 729	1 123	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	4	29 270	1 486	147 657	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em BP> - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	1	4 926	460	37 083
Longas Utilizações <	39	100 489	7 495	965 106
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	153	55 470	3 203
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	5	11 853	0	21	208 381

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2021-2022 em MP - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	7	685 750	64 404	2 811 948
Longas Utilizações <	14	138 120	14 036	926 294
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Mensal	1	69 586	6 463	343 862	366 102

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	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)
Flexível Anual	1	30 367	3 372	176 247	19 961

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 inferiores ou iguais a 10 000 m³, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

Quadro 6-47 - Resumo das quantidades para o ano gás 2021-2022 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	161 156	56 943
Dianagás	26 413	10 487
Duriensegás	111 898	31 390
Lisboagás	1 459 661	535 448
Lusitaniagás	664 765	234 864
Medigás	51 999	24 716
Paxgás	12 415	6 143
REN Portgás	1 258 130	394 257
Setgás	381 832	174 360
Sonorgás	88 967	35 006
Tagusgás	104 016	40 599
Total BP<	4 321 253	1 544 212

Quadro 6-48 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2021-2022 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	49 536	48 952	21 913	40 755	37 776	14 372	3 091	1 704
Dianagás	10 250	9 543	1 565	5 055	7 241	2 875	217	154
Duriensegás	27 569	29 318	22 986	32 026	18 873	7 916	3 075	1 526
Lisboagás	487 543	495 744	157 090	319 284	358 515	143 440	21 771	11 722
Lusitaniagás	208 690	223 284	85 540	147 252	154 931	62 688	11 795	5 449
Medigás	23 579	14 831	2 146	11 444	19 608	4 514	262	331
Paxgás	6 374	4 270	426	1 345	4 726	1 333	51	32
REN Portgás	339 446	409 260	196 533	312 892	235 725	117 630	28 186	12 716
Setgás	181 497	135 665	20 375	44 295	130 797	39 347	2 743	1 474
Sonorgás	49 471	11 237	7 934	20 326	29 118	3 762	1 129	996
Tagusgás	43 384	29 653	6 506	24 473	30 494	8 577	885	642
Total BP<	1 427 340	1 411 755	523 012	959 146	1 027 806	406 454	73 205	36 746

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.

O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2021-2022 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, , no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, correspondendo o valor de 56 200 clientes ao número de clientes registado no 1.º trimestre de 2021.

Quadro 6-49 - Resumo das quantidades para o ano gás 2021-2022 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	4 439	1 824
Dianagás	857	342
Duriensegás	3 510	1 508
Lisboagás	40 128	16 571
Lusitaniagás	17 785	7 385
Medigás	1 588	703
Paxgás	452	190
REN Portgás	39 600	17 274
Setgás	17 202	7 615
Sonorgás	2 369	1 049
Tagusgás	4 061	1 739
Total BP<	131 991	56 200

Quadro 6-50 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2021-2022 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
	(m ³ /ano) 0 - 220	(m ³ /ano) 221 - 500	(m ³ /ano) 501 - 1 000	(m ³ /ano) 1 001 - 10 000	(m ³ /ano) 0 - 220	(m ³ /ano) 221 - 500	(m ³ /ano) 501 - 1 000	(m ³ /ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	1 990	2 449			1 177	647		
Dianagás	367	490			213	128		
Duriensegás	1 617	1 894			1 030	478		
Lisboagás	16 553	23 575			10 455	6 116		
Lusitaniagás	7 560	10 226			4 713	2 672		
Medigás	793	795			495	208		
Paxgás	218	234			127	63		
REN Portgás	18 194	21 406			11 449	5 825		
Setgás	8 113	9 090			5 176	2 439		
Sonorgás	2 139	230			975	73		
Tagusgás	2 185	1 876			1 254	486		
Total BP<	59 728	72 263			37 064	19 136		

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 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 inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-51 - Resumo das quantidades para o ano gás 2021-2022 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	34 754	10 598
Dianagás	5 353	1 840
Duriensegás	24 686	6 681
Lisboagás	315 295	97 412
Lusitaniagás	117 342	39 023
Medigás	10 755	4 641
Paxgás	3 175	1 513
EDPGás	126 712	30 415
Setgás	64 298	26 835
Sonorgás	4 283	1 702
Tagusgás	9 170	5 463
Total BP<	715 823	226 123

Quadro 6-52 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2021-2022 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 (m ³ /ano) 0 - 220	Escalão 2 (m ³ /ano) 221 - 500	Escalão 3 (m ³ /ano) 501 - 1 000	Escalão 4 (m ³ /ano) 1 001 - 10 000	Escalão 1 (m ³ /ano) 0 - 220	Escalão 2 (m ³ /ano) 221 - 500	Escalão 3 (m ³ /ano) 501 - 1 000	Escalão 4 (m ³ /ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	10 683	10 557	4 726	8 789	7 031	2 675	575	317
Dianagás	2 078	1 934	317	1 025	1 270	504	38	27
Duriensegás	6 082	6 468	5 071	7 065	4 017	1 685	655	325
Lisboagás	105 312	107 084	33 932	68 967	65 223	26 095	3 961	2 132
Lusitaniagás	36 837	39 413	15 099	25 992	25 742	10 416	1 960	905
Medigás	4 877	3 067	444	2 367	3 682	848	49	62
Paxgás	1 630	1 092	109	344	1 164	328	13	8
EDPGás	34 187	41 218	19 794	31 513	18 185	9 075	2 174	981
Setgás	30 563	22 845	3 431	7 459	20 130	6 056	422	227
Sonorgás	2 381	541	382	978	1 416	183	55	48
Tagusgás	3 825	2 614	574	2 158	4 320	964	93	86
Total BP<	238 455	236 833	83 878	156 657	152 180	58 828	9 995	5 120

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 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 superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 milhões de m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 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	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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	25	10 480	345	
	≥ 100 001	0	0	0	

DIANAGÁS

Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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	4	951	52	
	≥ 100 001	0	0	0	

DURIENSEGÁS

Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(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	5	818	65	
	≥ 100 001	0	0	0	

LISBOAGÁS

Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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	100	27 604	1 933	
	≥ 100 001	0	0	0	

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
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	27	13 349	905	
	≥ 100 001	0	0	0	

MEDIGÁS

Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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	3	2 641	256	
	≥ 100 001	0	0	0	

PAXGÁS

Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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	3	916	129	
	≥ 100 001	0	0	0	

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					EDP GÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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	46	13 726	658	
	≥ 100 001	0	0	0	

SETGÁS

Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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	26	9 088	590	
	≥ 100 001	0	0	0	

SONORGÁS

Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					SONORGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(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 6-63 - Quantidades para o ano gás 2021-2022 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ 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	15	7 906	457
	≥ 100 001	0	0	0

7 PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO

Os preços de energia na RNDG apresentam diferenciação entre períodos de vazio e fora de vazio, estabelecendo o RT que os períodos são definidos em cada ano gás.

Para o ano gás 2021-2022 mantêm-se os períodos do ano gás 2020-2021 na RNDG: 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 RNDG para o ano gás 2021-2022

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

Na RNTG não existe diferenciação entre período de fora de vazio e período de vazio.

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 SNG, 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 SNG, devidamente justificada.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infraestrutura, nomeadamente terminal de GNL, armazenamento subterrâneo de gás, RNTG, 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 que os agentes de mercado devem colocar à entrada das infraestruturas da RNTG, de modo a garantir a entrega do gás 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 RNTG) para vigorar no ano gás 2021-2022. 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 (%)
RNTG	0,10
Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,65

Nota: as eventuais purgas e queimas de gás resultantes diretamente das atividades comerciais de arrefecimento e enchimento de navios metaneiros são deduzidas na totalidade das existências do respetivo agente de mercado que realiza esta operação.

A proposta do ORT representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2020-2021 para a RNTG e Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL. É proposto um aumento de 0,60% para 0,65% no armazenamento subterrâneo.

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

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 SNG, 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 2020-2021.

8.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

Tendo por base a informação prestada nos anos anteriores, as perdas e autoconsumos na RNTG 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”. Entre 1 de julho de 2017 e 30 de junho de 2020 verificou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99,1%) das perdas e autoconsumos verificados na RNTG. A proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor vigente, que por sua vez era idêntico ao 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 o peso relativo das perdas e autoconsumos aumentou comparativamente com o ano anterior. Este aumento é justificado por terem sido mais frequentes as solicitações de arranque e paragem da infraestrutura por necessidade de compensação da RNTG e porque o parque de cavernas da infraestrutura está mais cheio, obrigando a uma maior carga no funcionamento dos equipamentos compressores. Também os autoconsumos no processo de extração aumentaram.

Relativamente à proposta dos operadores das redes de distribuição, a ERSE concorda com a manutenção dos valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos em vigor para as redes de distribuição em MP e BP. Porém, reforça a necessidade de esta matéria requerer 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 SNG PARA O ANO GÁS 2021-2022

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG a vigorarem no ano gás de 2021-2022.

Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG, para o ano gás 2021-2022

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2021-2022 (%)
RNTG	0,10
Terminal de GNL	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,65
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	1,00