

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Destaques de Novembro de 2020



(Análise comparativa em relação ao mês anterior - outubro de 2020)

- ⇒ **Demanda:** A demanda aumentou de 88,1 para 94,96 milhões de m³/dia, em função, principalmente, do aumento do consumo para geração termelétrica.
- ⇒ **Produção Nacional:** A produção nacional saiu de 130,05 para 126,4 milhões de m³/dia, valor 3% menor que a produção do mês anterior e 4% inferior a de novembro de 2019.
- ⇒ **Oferta importada:** Houve aumento expressivo da oferta importada, passando 39,52 para 50,48 milhões de m³/dia, o que representa 28% a mais que o mês anterior e 38% a mais que novembro de 2019. Aumento impulsionado majoritariamente pela regaseificação de GNL.
- ⇒ **Preços de gás natural:** Os preços do contrato Novo Mercado de Gás foram 12% menores do que o preço no contrato gás importado.
- ⇒ **Geração Elétrica:** A demanda de gás natural pelo segmento de geração elétrica passou de 37,54 para 45,13 milhões de m³/dia. Aumento de 20% em relação ao mês anterior e de 4% em relação a novembro de 2019.

Sumário

Balanços de Gás Natural	2
Oferta de Gás Natural	4
Produção Nacional, Consumo nas Atividades de E&P, Queima, Reinjeção	5
Oferta de Gás Natural Importado	11
Importação e Reexportação de GNL	12
Consumo nos Gasodutos, Desequilíbrio, Perdas e Ajustes	13
Demanda de Gás Natural	14
Preços e Competitividade	22
Balanços de Gás Natural em Outros Países	29
Infraestrutura da Indústria do Gás Natural	31
Legislação do Setor de Gás Natural	36
Anexos	37

Balanço de Gás Natural

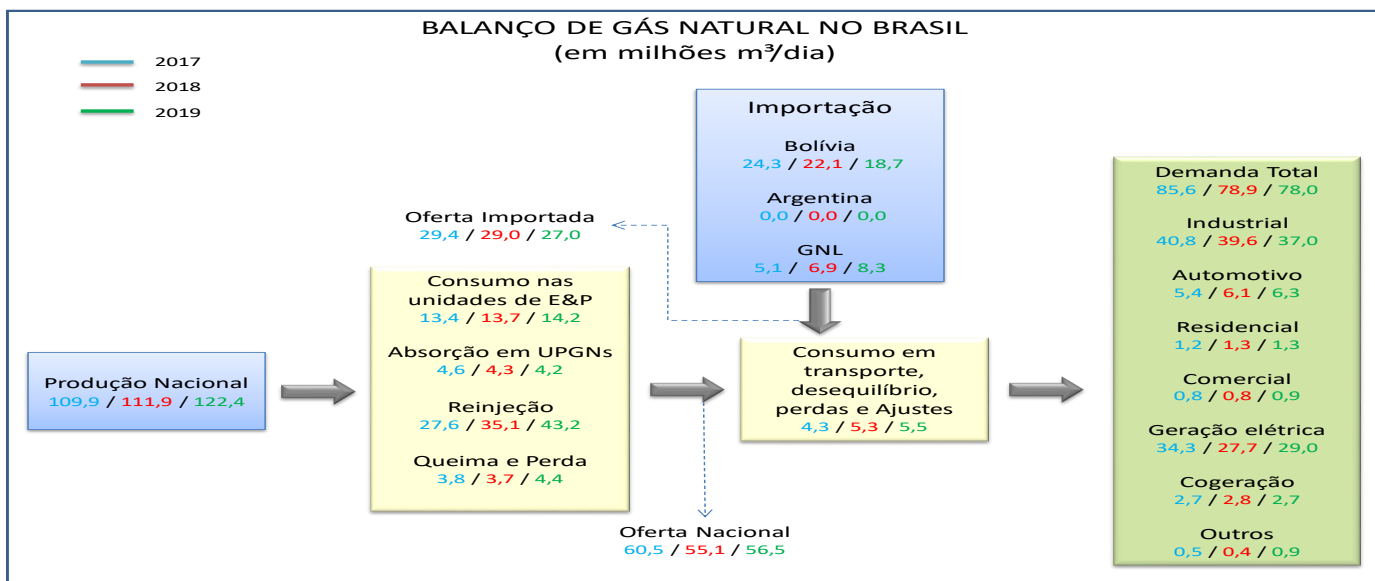
Balanço de Gás Natural - Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	96,24	103,80	109,86	111,94	122,43	138,75	128,94	121,75	124,01	114,37	128,47	130,33	134,11	125,26	130,05	126,40		127,49
Reinjeção	24,29	30,24	27,61	35,10	43,17	52,08	49,76	56,04	56,34	49,18	54,69	57,25	59,59	55,02	58,12	55,09		54,83
Queima e perda	3,83	4,05	3,77	3,72	4,36	4,03	3,64	3,40	2,72	2,78	3,13	4,00	3,99	3,48	3,03	3,14		3,40
Consumo nas unidades de E&P	12,20	12,89	13,44	13,74	14,16	15,27	14,66	14,87	14,90	14,29	14,85	14,69	14,99	14,37	14,61	14,07		14,69
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,77	4,21	4,58	4,29	4,21	4,84	4,66	4,33	4,45	4,10	4,40	4,28	4,29	4,18	3,79	3,95		4,30
OFERTA NACIONAL	52,15	52,40	60,46	55,09	56,53	62,52	56,20	43,11	45,59	44,03	51,40	50,11	51,24	48,21	50,50	50,14		50,28
Importação - Bolívia	32,03	28,33	24,33	22,11	18,67	28,79	17,10	13,88	10,38	11,25	14,60	15,97	17,89	18,52	22,46	22,50		17,58
Regaseificação de GNL	17,94	3,81	5,05	6,92	8,28	3,22	7,94	13,80	1,41	2,05	0,25	0,74	0,75	1,97	17,06	27,98		7,01
OFERTA IMPORTADA	50,43	32,13	29,37	29,03	26,95	32,01	25,04	27,68	11,78	13,30	14,84	16,72	18,65	20,49	39,52	50,48		24,59
OFERTA TOTAL	102,58	84,54	89,83	84,12	83,48	94,53	81,25	70,78	57,37	57,33	66,24	66,83	69,89	68,70	90,02	100,62		74,87
Consumo - GASBOL	1,19	1,09	0,79	0,63	0,52	1,09	0,39	0,34	0,16	0,18	0,24	0,32	0,37	0,46	0,48	0,41		0,41
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,75	3,18	3,48	4,64	5,03	6,19	7,28	5,64	3,11	2,38	5,23	4,24	3,51	1,74	1,44	5,25		4,18
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	3,94	4,28	4,27	5,27	5,55	7,27	7,67	5,98	3,27	2,56	5,48	4,56	3,88	2,20	1,92	5,66		4,59
Industrial*	43,61	40,82	40,77	39,75	36,97	36,34	37,17	35,70	28,16	31,22	34,61	36,03	38,38	39,11	38,85	39,64		35,93
Automotivo	4,82	4,96	5,40	6,06	6,26	5,87	6,29	4,83	3,36	3,63	4,34	4,83	5,30	5,40	6,51	5,61		5,09
Residencial	0,97	1,11	1,18	1,26	1,27	1,00	1,14	1,30	1,38	1,49	1,64	1,56	1,59	1,55	1,24	1,40		1,39
Comercial	0,79	0,83	0,78	0,84	0,91	0,86	0,87	0,84	0,51	0,32	0,46	0,53	0,65	0,76	0,71	0,78		0,66
Geração Elétrica	45,90	29,59	34,25	27,69	29,03	40,46	25,63	19,52	17,26	15,70	17,00	16,52	17,45	16,57	37,54	45,13		24,43
Cogeração	2,50	2,37	2,65	2,84	2,65	2,30	2,12	2,26	2,22	1,65	2,07	1,95	1,91	2,28	2,50	2,39		2,15
Outros (inclui GNC)	0,04	0,58	0,53	0,40	0,83	0,42	0,35	0,36	1,22	0,76	0,65	0,85	0,72	0,83	0,76	0,00		0,63
DEMANDA TOTAL	98,63	80,26	85,56	78,85	77,93	87,26	73,58	64,80	54,10	54,77	60,77	62,27	66,01	66,50	88,10	94,96		70,28

Fontes: ANP, Abegás, Petrobras e TSB.

* Inclui consumo de refinarias, fábricas de fertilizantes e uso do gás como matéria-prima

Balanço Esquemático - Brasil



Equipe do Departamento de Gás Natural: Aldo Barroso Cores Junior (Diretor), Fernando Massaharu Matsumoto, Jaqueline Meneghel Rodrigues, Daniel Lopes Pêgo e Eleazar Hepner.

Balanco de Gás Natural

Balanco de Gás Natural - Malha Interligada

BALANÇO DE GÁS NATURAL Malha Interligada (milhões de m ³ /dia)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção na malha interligada	84,54	92,41	93,78	103,37	115,60	110,23	107,13	109,71	101,54	113,18	114,89	118,10	110,59	109,54	105,65		110,56
Reinjeção	21,81	20,08	27,31	35,25	45,07	43,66	48,83	49,79	44,11	49,44	51,15	53,26	49,82	52,25	49,49		48,81
Queima e perda	3,75	3,49	3,53	4,13	3,75	3,39	3,13	2,49	2,58	2,95	3,81	3,80	3,28	2,89	2,97		3,19
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	15,80	16,77	16,67	17,02	18,75	18,04	17,90	18,06	17,13	18,04	17,76	18,01	17,36	17,15	16,89		17,73
OFERTA NA MALHA INTERLIGADA	43,18	52,07	46,27	46,97	48,03	45,14	37,28	39,37	37,73	42,75	42,17	43,03	40,13	37,25	36,30		40,83
Importação - Bolívia	28,33	24,33	22,11	18,67	28,79	17,10	13,88	10,38	11,25	14,60	15,97	17,89	18,52	22,46	22,50		17,58
Regaseificação de GNL	3,81	5,05	6,92	8,28	3,22	7,94	13,80	1,41	2,05	0,25	0,74	0,75	1,97	17,06	27,98		7,01
OFERTA IMPORTADA	32,13	29,37	29,03	26,95	32,01	25,04	27,68	11,78	13,30	14,84	16,72	18,65	20,49	39,52	50,48		24,59
TOTAL OFERTA	75,32	81,44	75,30	73,92	80,04	70,18	64,95	51,15	51,03	57,59	58,89	61,68	60,62	76,77	86,78		65,43
Consumo - GASBOL	1,09	0,79	0,63	0,52	1,09	0,39	0,34	0,16	0,18	0,24	0,32	0,37	0,46	0,48	0,41		0,41
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,23	2,62	3,67	3,83	4,81	5,97	4,44	1,95	1,34	4,04	3,10	2,36	0,76	0,13	4,10		3,00
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	3,32	3,41	4,30	4,35	5,90	6,36	4,78	2,11	1,52	4,28	3,42	2,73	1,23	0,62	4,51		3,41
Industrial	40,57	40,52	39,49	36,83	36,21	37,04	35,57	28,09	31,14	34,36	35,73	38,09	38,80	38,69	39,33		35,73
Automotivo	4,95	5,39	6,05	6,25	5,86	6,27	4,82	3,35	3,62	4,33	4,81	5,29	5,39	6,49	5,59		5,07
Residencial	1,11	1,18	1,26	1,27	1,00	1,14	1,30	1,38	1,49	1,64	1,56	1,59	1,55	1,24	1,40		1,39
Comercial	0,83	0,78	0,84	0,91	0,85	0,87	0,84	0,51	0,32	0,46	0,53	0,64	0,76	0,71	0,78		0,66
Geração Elétrica	21,59	26,98	20,13	20,83	27,50	16,02	15,03	12,27	10,53	9,81	10,03	10,71	9,79	25,76	32,77		16,38
Cogeração	2,37	2,65	2,84	2,65	2,30	2,12	2,26	2,22	1,65	2,07	1,95	1,91	2,28	2,50	2,39		2,15
Outros (inclui GNC)	0,58	0,53	0,40	0,83	0,42	0,35	0,36	1,22	0,76	0,65	0,85	0,72	0,83	0,76	0,00		0,63
DEMANDA TOTAL	72,00	78,03	71,01	69,57	74,14	63,82	60,17	49,04	49,51	53,31	55,46	58,96	59,39	76,15	82,27		62,02

Fontes: ANP, Abegás, Petrobras e TSB.

Balanco de Gás Natural - Sistemas Isolados (Região Norte e Maranhão)

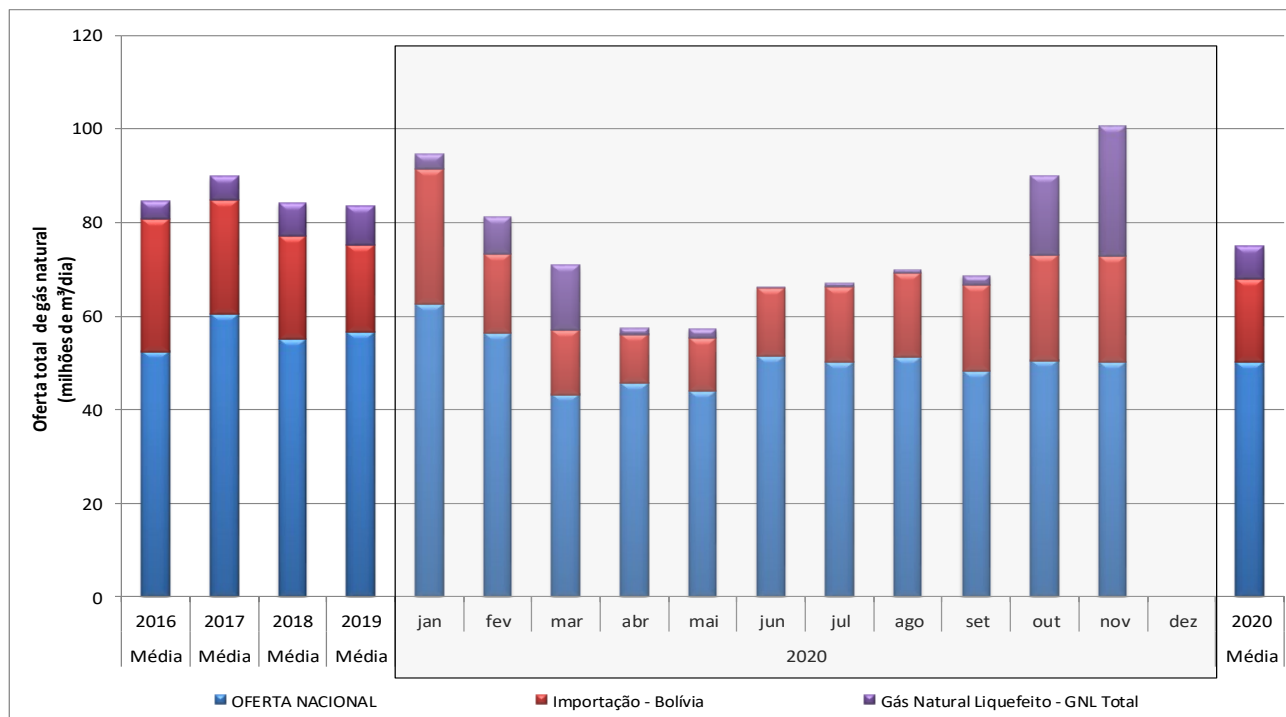
BALANÇO DE GÁS NATURAL Sistemas Isolados (milhões de m ³ /dia)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nos Sistemas Isolados	19,27	17,46	18,16	19,06	23,15	18,71	14,62	14,30	12,82	15,30	15,44	16,01	14,67	20,51	20,75		16,93
Reinjeção	8,43	7,52	7,79	7,92	7,01	6,11	7,21	6,56	5,07	5,25	6,10	6,33	5,20	5,87	5,61		6,03
Queima e perda	0,31	0,28	0,19	0,23	0,28	0,26	0,27	0,24	0,20	0,18	0,19	0,19	0,20	0,13	0,16		0,21
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	1,30	1,26	1,36	1,35	1,37	1,28	1,31	1,29	1,25	1,21	1,21	1,28	1,19	1,25	1,14		1,25
OFERTA NOS SISTEMAS ISOLADOS	9,22	8,40	8,82	9,56	14,49	11,06	5,83	6,22	6,30	8,65	7,94	8,21	8,08	13,26	13,84		9,44
Desequilíbrio, perdas e ajustes	0,96	0,86	0,98	1,20	1,38	1,30	1,20	1,15	1,05	1,20	1,14	1,16	0,97	1,31	1,15		1,18
Industrial	0,24	0,24	0,26	0,14	0,13	0,13	0,13	0,06	0,08	0,26	0,30	0,29	0,31	0,16	0,31		0,20
Automotivo	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,01
Residencial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Comercial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Geração Elétrica	8,00	7,28	7,56	8,21	12,96	9,61	4,49	4,99	5,17	7,19	6,48	6,74	6,78	11,78	12,36		8,05
Cogeração	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Outros (inclui GNC)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
DEMANDA TOTAL	8,26	7,54	7,84	8,36	13,11	9,76	4,63	5,06	5,26	7,46	6,80	7,05	7,11	11,95	12,69		8,26

Fontes: ANP, Abegás e Petrobras

Oferta de Gás Natural

Oferta Total de Gás Natural

O gráfico a seguir apresenta a oferta total de gás natural ao mercado nacional. A oferta nacional foi calculada considerando a produção nacional, sendo abatidos os valores referentes ao consumo nas atividades de exploração e produção, queima e perda, reinjeção e absorção em Unidades de Processamento. A oferta de gás natural importado considera a importação de gás natural da Bolívia, bem como o volume de Gás Natural Liquefeito - GNL regaseificado.



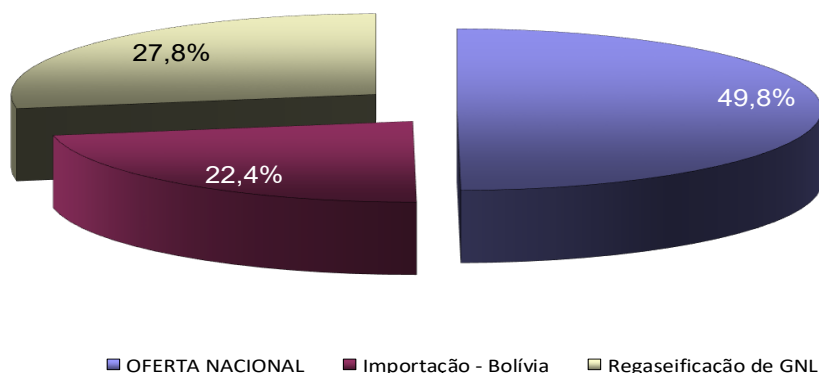
Os dados utilizados na elaboração do gráfico acima podem ser visualizados na tabela que consta na página 2 deste Boletim.

A oferta nacional manteve-se estável, enquanto a oferta importada passou de 39,5 para 50,48 milhões de m³/dia.

A importação boliviana manteve-se estável e o volume regaseificado de GNL aumentou de 17,06 para 27,98 milhões de m³/dia.

A produção nacional diminuiu, passando de 130,1 para 126,4 milhões de m³/dia, assim como a reinjeção, que passou de 58,1 para 55,1 milhões de m³/dia.

Segmentação da Oferta Total de Gás Natural



No mês de novembro, 49,8% do volume total de gás natural ofertado ao mercado foi de origem nacional.

Oferta de Gás Natural

Produção Nacional: Unidade da Federação

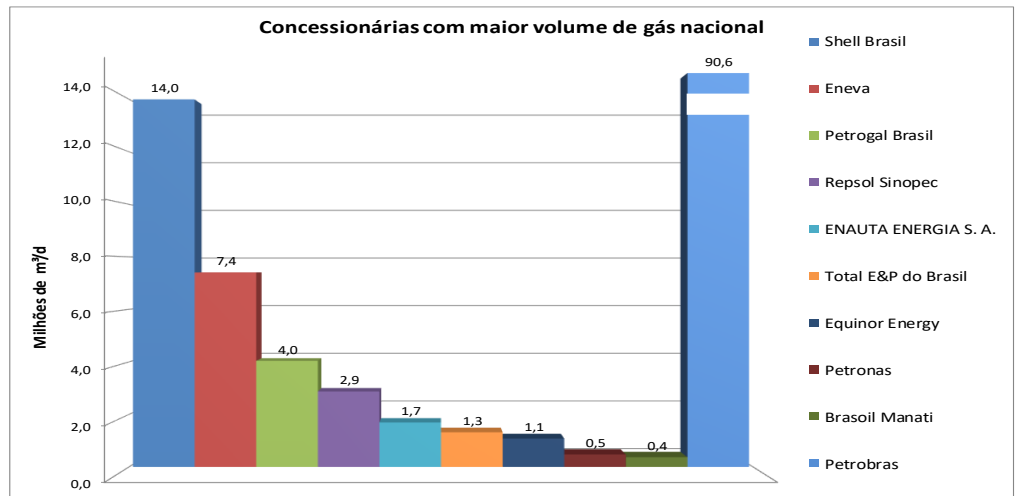
A tabela a seguir apresenta a produção nacional por Estado, tipo (associado e não associado) e localização (mar ou terra).

PROD. NACIONAL (em milhões m³/dia)		Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra		23,84	21,46	21,95	22,72	26,71	22,13	17,78	17,41	16,02	18,30	18,72	19,89	17,95	23,79	23,57	20,20	
Mar		79,97	88,41	89,98	99,71	112,05	106,81	103,97	106,60	98,35	110,18	111,62	114,22	107,31	106,26	102,83	107,29	
Gás Associado		78,19	84,83	88,69	99,90	111,61	105,87	106,98	110,56	100,04	110,29	112,30	116,46	107,66	107,54	103,82	108,47	
Gás Não Associado		25,62	25,08	23,25	22,53	27,15	23,06	14,77	13,44	14,32	18,19	18,03	17,65	17,59	22,51	22,58	19,03	
TOTAL		103,80	109,87	111,94	122,43	138,75	128,94	121,75	124,01	114,37	128,47	130,33	134,11	125,26	130,05	126,40	127,49	
UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AL	Subtotal	1,15	1,07	1,12	0,86	0,82	0,84	0,86	0,87	0,87	0,96	0,97	0,90	0,87	0,81	0,68	0,86	
	Terra	0,98	0,92	0,95	0,83	0,82	0,84	0,86	0,87	0,83	0,75	0,77	0,72	0,68	0,62	0,50	0,75	
	Mar	0,17	0,16	0,17	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,21	0,20	0,18	0,19	0,19	0,18	0,11	
	Gás Associado	0,35	0,24	0,23	0,20	0,18	0,23	0,24	0,26	0,24	0,22	0,22	0,20	0,19	0,20	0,19	0,22	
	Gás Não Associado	0,80	0,83	0,89	0,67	0,63	0,60	0,62	0,61	0,64	0,74	0,75	0,70	0,68	0,61	0,49	0,64	
AM	Subtotal	13,99	13,03	14,29	15,27	15,21	13,63	13,99	14,24	12,70	13,06	13,25	13,82	12,51	13,61	13,34	13,58	
	Terra	13,99	13,03	14,29	15,27	15,21	13,63	13,99	14,24	12,70	13,06	13,25	13,82	12,51	13,61	13,34	13,58	
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás Associado	12,03	10,53	10,22	10,64	10,01	8,49	8,94	9,16	7,86	8,71	8,81	9,46	8,26	9,54	9,50	8,98	
	Gás Não Associado	1,96	2,50	4,07	4,63	5,20	5,14	5,05	5,08	4,84	4,36	4,44	4,36	4,25	4,07	3,84	4,60	
BA	Subtotal	7,47	7,09	6,99	5,71	5,55	4,43	1,72	1,68	2,44	4,42	4,30	4,51	5,54	5,60	5,48	4,15	
	Terra	2,55	2,22	2,10	2,08	2,01	1,96	1,72	1,67	1,79	1,71	1,99	2,02	2,05	2,12	1,78	1,89	
	Mar	4,92	4,87	4,90	3,63	3,54	2,47	0,00	0,01	0,66	2,71	2,31	2,50	3,49	3,49	3,70	2,26	
	Gás Associado	1,68	1,49	1,42	1,39	1,30	1,28	1,19	1,14	1,21	1,20	1,18	1,17	1,19	1,16	1,03	1,19	
	Gás Não Associado	5,78	5,60	5,57	4,32	4,25	3,14	0,53	0,53	1,24	3,23	3,12	3,34	4,35	4,44	4,46	2,97	
CE	Subtotal	0,10	0,08	0,10	0,08	0,05	0,08	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Mar	0,10	0,08	0,10	0,08	0,05	0,08	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	
	Gás Associado	0,10	0,08	0,10	0,08	0,05	0,08	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ES	Subtotal	10,67	11,02	9,49	7,32	7,61	7,21	6,99	4,37	5,33	6,36	6,14	6,95	6,11	6,85	6,92	6,44	
	Terra	0,22	0,17	0,09	0,09	0,10	0,10	0,08	0,07	0,07	0,08	0,06	0,66	0,07	0,06	0,07	0,13	
	Mar	10,45	10,85	9,40	7,23	7,51	7,11	6,91	4,30	5,26	6,27	6,08	6,29	6,04	6,79	6,85	6,31	
	Gás Associado	9,33	9,11	8,07	6,68	6,91	6,36	6,21	4,30	5,27	5,76	5,59	6,42	5,58	6,11	6,09	5,87	
	Gás Não Associado	1,34	1,90	1,41	0,63	0,70	0,84	0,79	0,07	0,06	0,59	0,55	0,53	0,53	0,74	0,83	0,57	
MA	Subtotal	5,27	4,43	3,87	3,80	7,94	5,08	0,63	0,06	0,13	2,23	2,19	2,19	2,16	6,90	7,41	3,36	
	Terra	5,27	4,43	3,87	3,80	7,94	5,08	0,63	0,06	0,13	2,23	2,19	2,19	2,16	6,90	7,41	3,36	
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás Não Associado	5,27	4,43	3,87	3,80	7,94	5,08	0,63	0,06	0,13	2,23	2,19	2,19	2,16	6,90	7,41	3,36	
PR	Subtotal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
RJ	Subtotal	45,51	51,00	55,34	68,37	80,76	76,92	77,62	84,39	74,70	83,48	85,79	87,24	84,79	80,78	75,14	81,05	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Mar	45,51	51,00	55,34	68,37	80,76	76,92	77,62	84,39	74,70	83,48	85,79	87,24	84,79	80,78	75,14	81,05	
	Gás Associado	43,13	49,83	54,47	67,17	79,38	75,52	76,54	83,38	73,25	82,33	84,69	86,54	84,62	80,78	75,14	80,20	
	Gás Não Associado	2,38	1,17	0,86	1,20	1,38	1,40	1,08	1,01	1,45	1,15	1,10	0,70	0,17	0,00	0,00	0,86	
RN	Subtotal	1,07	1,06	0,96	0,92	0,88	0,76	0,74	0,61	0,65	0,62	0,63	0,65	0,62	0,61	0,63	0,67	
	Terra	0,64	0,56	0,57	0,54	0,53	0,42	0,41	0,42	0,44	0,40	0,40	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	
	Mar	0,42	0,50	0,40	0,37	0,35	0,34	0,33	0,19	0,21	0,23	0,23	0,23	0,19	0,18	0,21	0,24	
	Gás Associado	0,87	0,83	0,77	0,76	0,75	0,63	0,62	0,52	0,55	0,52	0,52	0,54	0,52	0,51	0,53	0,56	
	Gás Não Associado	0,20	0,26	0,19	0,16	0,13	0,13	0,12	0,09	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,11	
SE	Subtotal	2,60	2,22	2,17	1,77	1,44	1,58	1,78	0,39	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	0,07	0,06	0,51	
	Terra	0,18	0,14	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05	0,07	
	Mar	2,42	2,09	2,07	1,66	1,34	1,48	1,68	0,31	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,44	
	Gás Associado	2,36	2,00	1,99	1,61	1,24	1,37	1,58	0,39	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	0,07	0,06	0,46	
	Gás Não Associado	0,24	0,22	0,18	0,16	0,20	0,21	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	
SP	Subtotal	15,98	18,87	17,62	18,34	18,51	18,41	17,36	17,41	17,48	17,26	16,99	17,78	12,59	14,83	16,74	16,85	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Mar	15,98	18,87	17,62	18,34	18,51	18,41	17,36	17,41	17,48	17,26	16,99	17,78	12,59	14,83	16,74	16,85	
	Gás Associado	8,33	10,71	11,42	11,38	11,79	11,90	11,60	11,42	11,60	11,48	11,22	12,06	7,24	9,18	11,29	10,98	
	Gás Não Associado	7,64	8,16	6,20	6,96	6,72	6,51	5,75	5,99	5,88	5,78	5,77</						

Oferta de Gás Natural

Produção Nacional: Produção por Concessionária

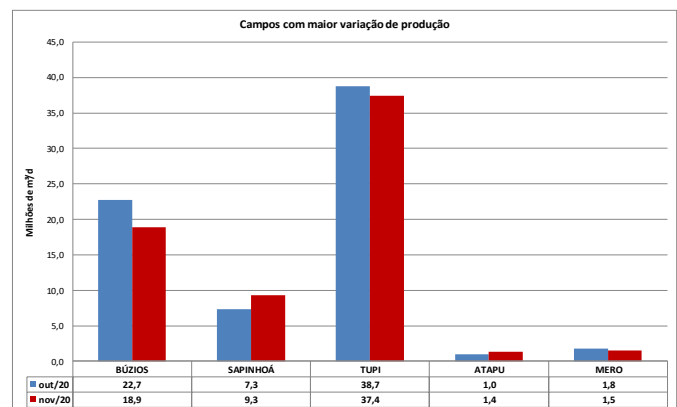
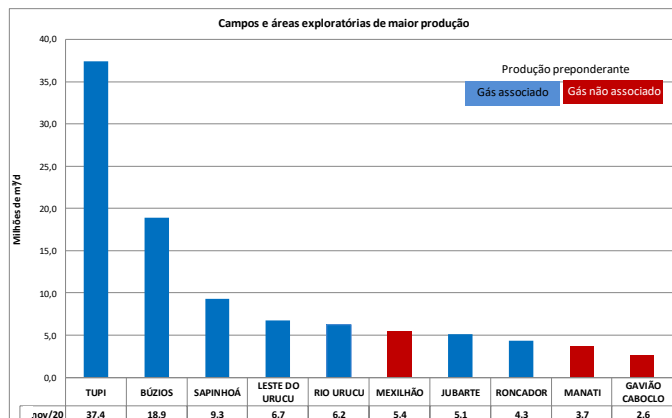
No mês de novembro, 98% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 72% do total. O gráfico ao lado apresenta a distribuição da produção nacional desses agentes.



Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural, responsáveis por 79% da produção nacional.

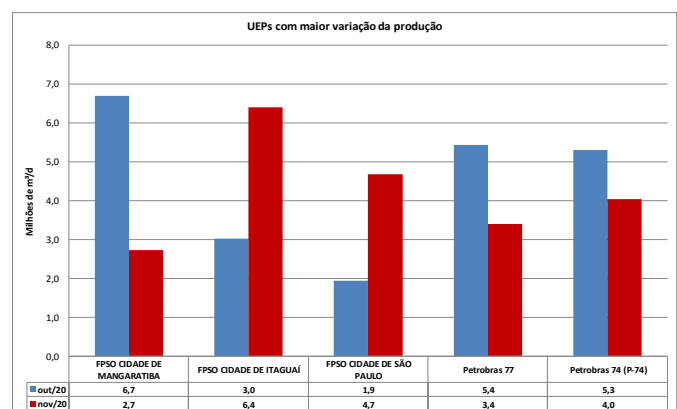
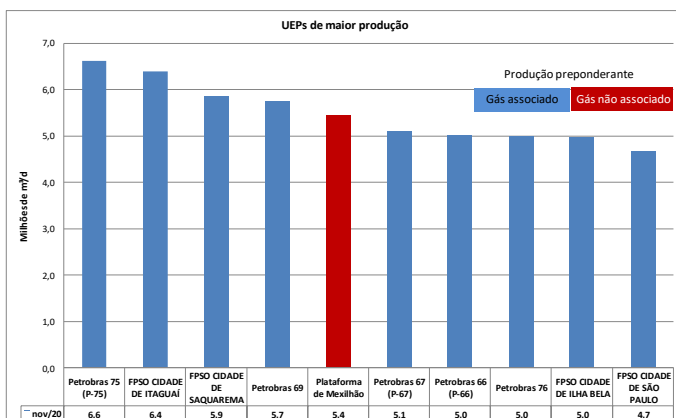
O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção, comparando os meses de outubro e novembro de 2020.



Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural, sendo essas responsáveis por 43% da produção nacional.

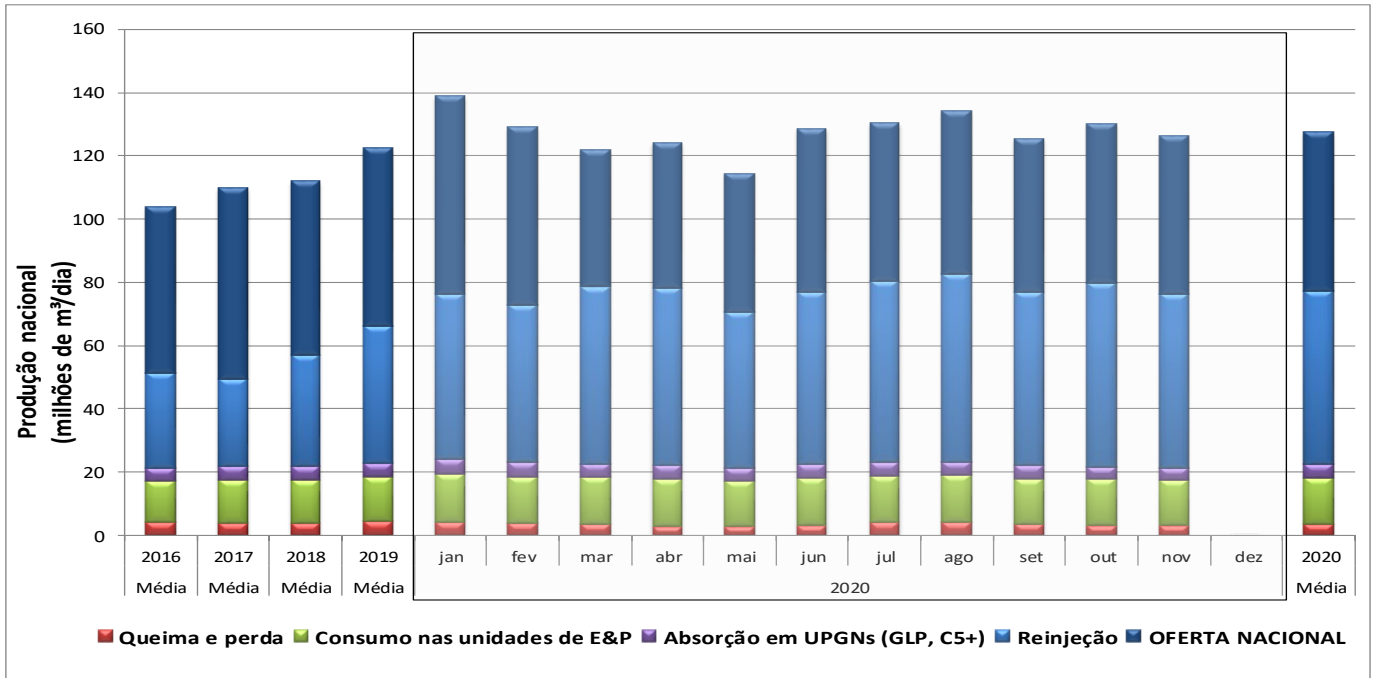
Abaixo são apresentadas as cinco UEPs com maior variação da produção entre os meses de outubro e novembro de 2020.



Oferta de Gás Natural

Segmentação da Produção Nacional

O gráfico a seguir apresenta a segmentação da produção nacional, sendo destacadas as seguintes parcelas: absorção em UPGNs, queima e perda, consumo nas unidades de exploração e produção - E&P, reinjeção e oferta nacional.

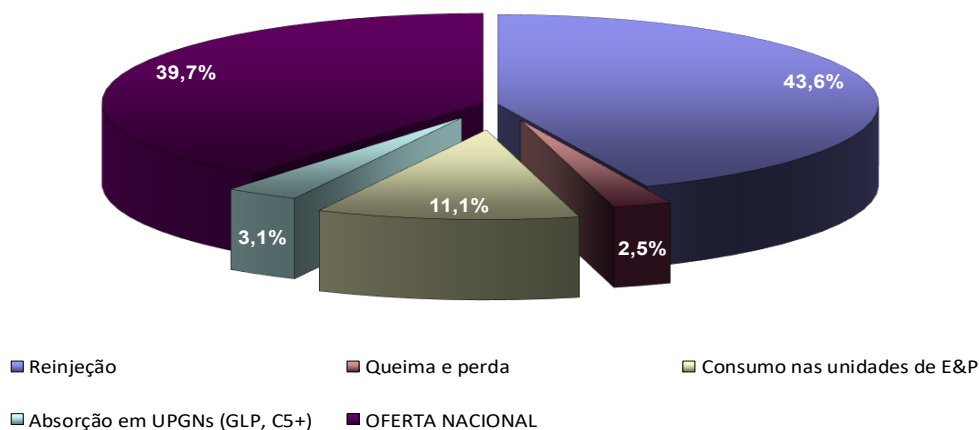


Os dados utilizados na elaboração do gráfico acima podem ser visualizados na tabela que consta na página 2 deste Boletim.

A produção nacional diminuiu, passando de 130,05 para 126,4 milhões de m³/dia, assim como a reinjeção, que passou de 58,12 milhões para 55,09 milhões de m³/dia.

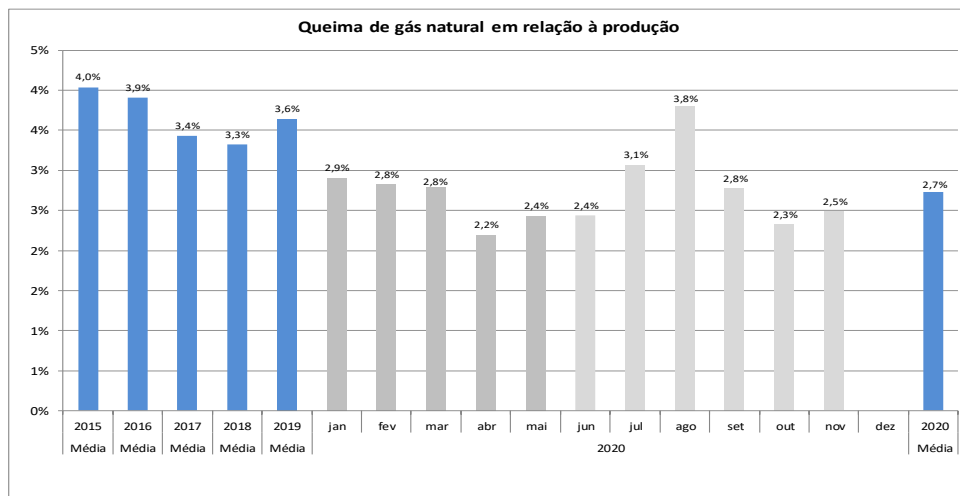
Segmentação da Produção Nacional

Em novembro de 2020, 39,7% do volume total do gás natural produzido no país foi ofertado ao mercado.



Oferta de Gás Natural

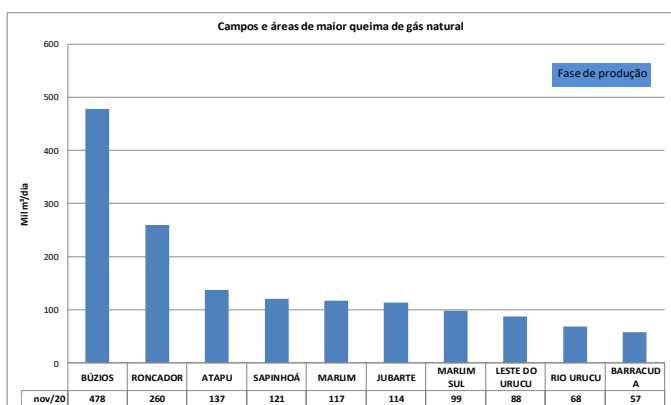
Queima de Gás em Relação à Produção



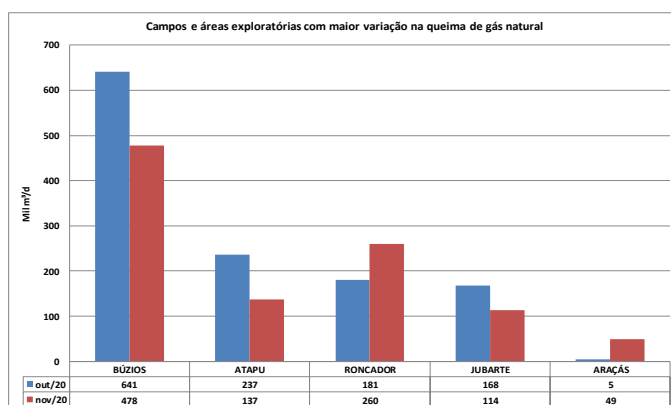
A queima em novembro teve ligeira alta em relação ao mês de outubro de 2020.

Queima de Gás: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos com maior volume de queima de gás natural, sendo esses responsáveis por 49% da queima total.

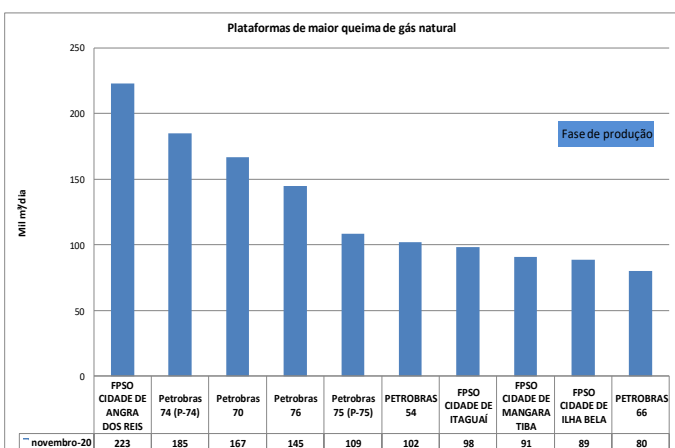


O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação na queima de gás natural, comparando os meses de outubro e novembro de 2020.

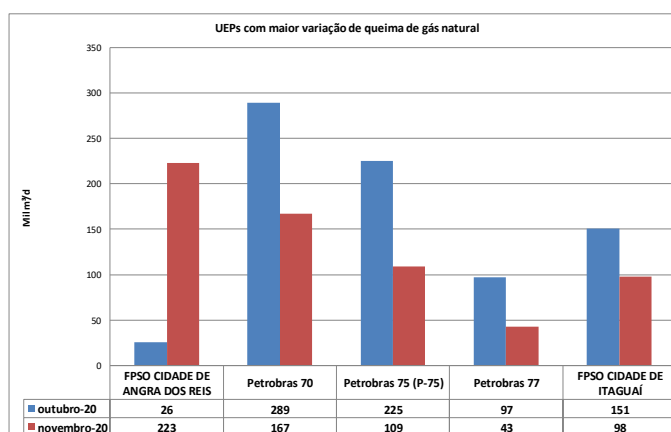


Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural, responsáveis por 41% do volume total de gás natural queimado no país.



O gráfico abaixo apresenta os cinco FPSOs com maior variação na queima de gás natural comparando os meses de outubro e novembro de 2020.



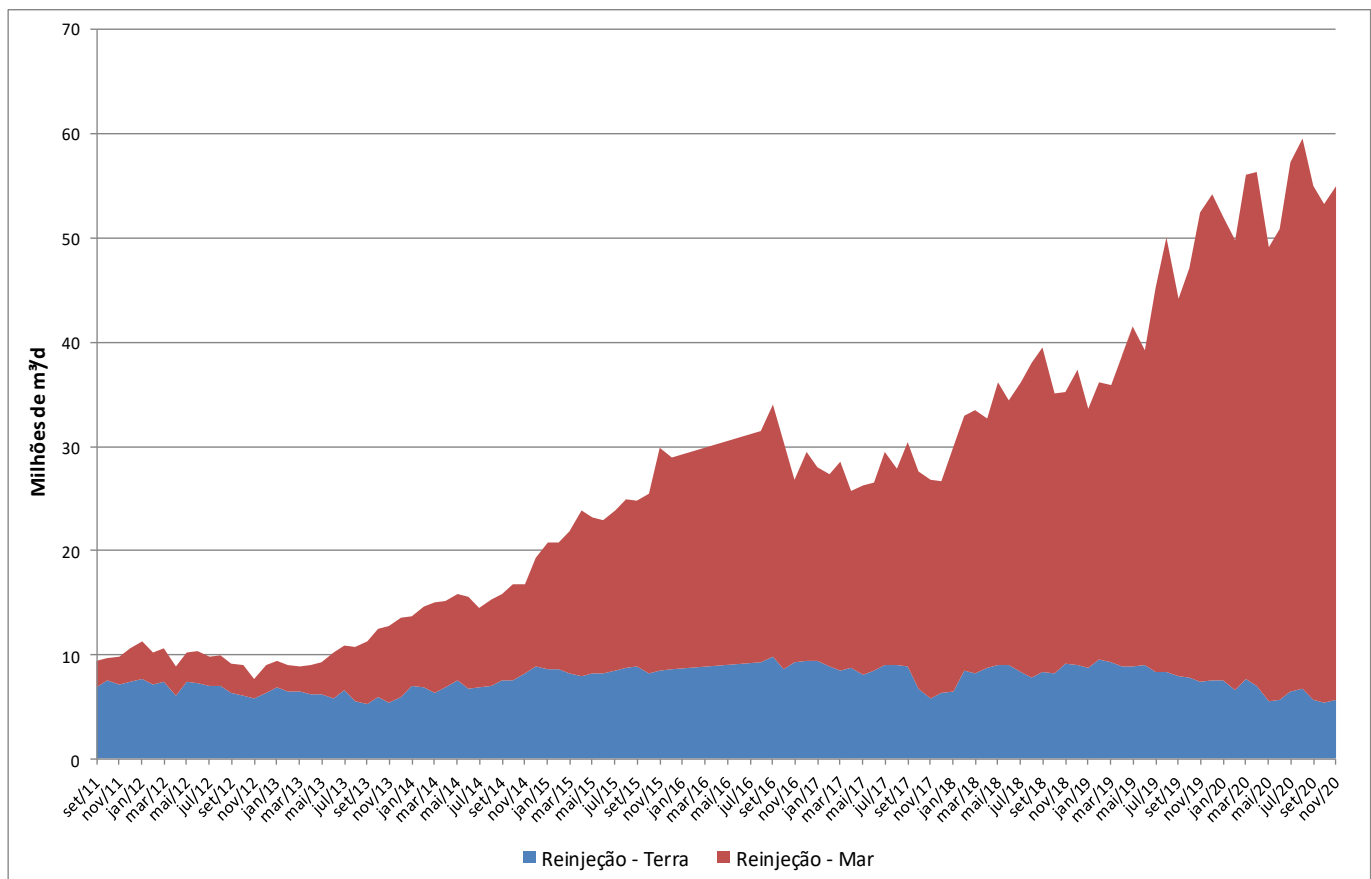
Oferta de Gás Natural

Reinjeção de Gás Natural

Na comparação entre outubro e novembro de 2020, a reinjeção total de gás natural apresentou uma redução de 3 milhões de m³/dia.

	Reinjeção (milhões de m ³ /dia)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020								
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez									
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	BAHIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	ESPÍRITO SANTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	RIO DE JANEIRO	14,49	13,02	18,59	28,20	38,52	36,64	42,34	43,62	38,44	39,72	45,38	46,39	45,56	44,09	45,56	-	-	-	-	-	-	-	-	42,39	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SÃO PAULO	5,04	5,00	6,68	5,34	5,30	5,79	5,24	5,44	5,24	5,42	5,35	6,45	3,83	3,71	3,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,05
	SERGIPE	1,63	1,42	1,42	1,12	0,75	0,73	0,79	0,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,23
Total - MAR	21,15	19,44	26,69	34,67	44,58	43,16	48,37	49,31	43,68	45,14	50,73	52,84	49,39	47,80	49,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47,67	
TERRA	ALAGOAS	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	
	AMAZONAS	8,41	7,52	7,80	7,92	7,01	6,11	7,21	6,56	5,07	5,24	6,10	6,33	5,20	5,03	5,20	-	-	-	-	-	-	-	-	5,91	
	BAHIA	0,68	0,59	0,56	0,57	0,48	0,48	0,44	0,48	0,42	0,43	0,42	0,41	0,43	0,41	0,43	-	-	-	-	-	-	-	-	0,44	
	SERGIPE	0,01	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00
Total - TERRA	9,09	8,17	8,41	8,51	7,51	6,60	7,67	7,04	5,49	5,69	6,53	6,74	5,63	6,31	6,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,49	
Total - GERAL	30,24	27,61	35,10	43,17	52,08	49,76	56,04	56,34	49,18	50,81	57,25	59,59	55,02	58,12	55,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54,48	

Fonte: ANP



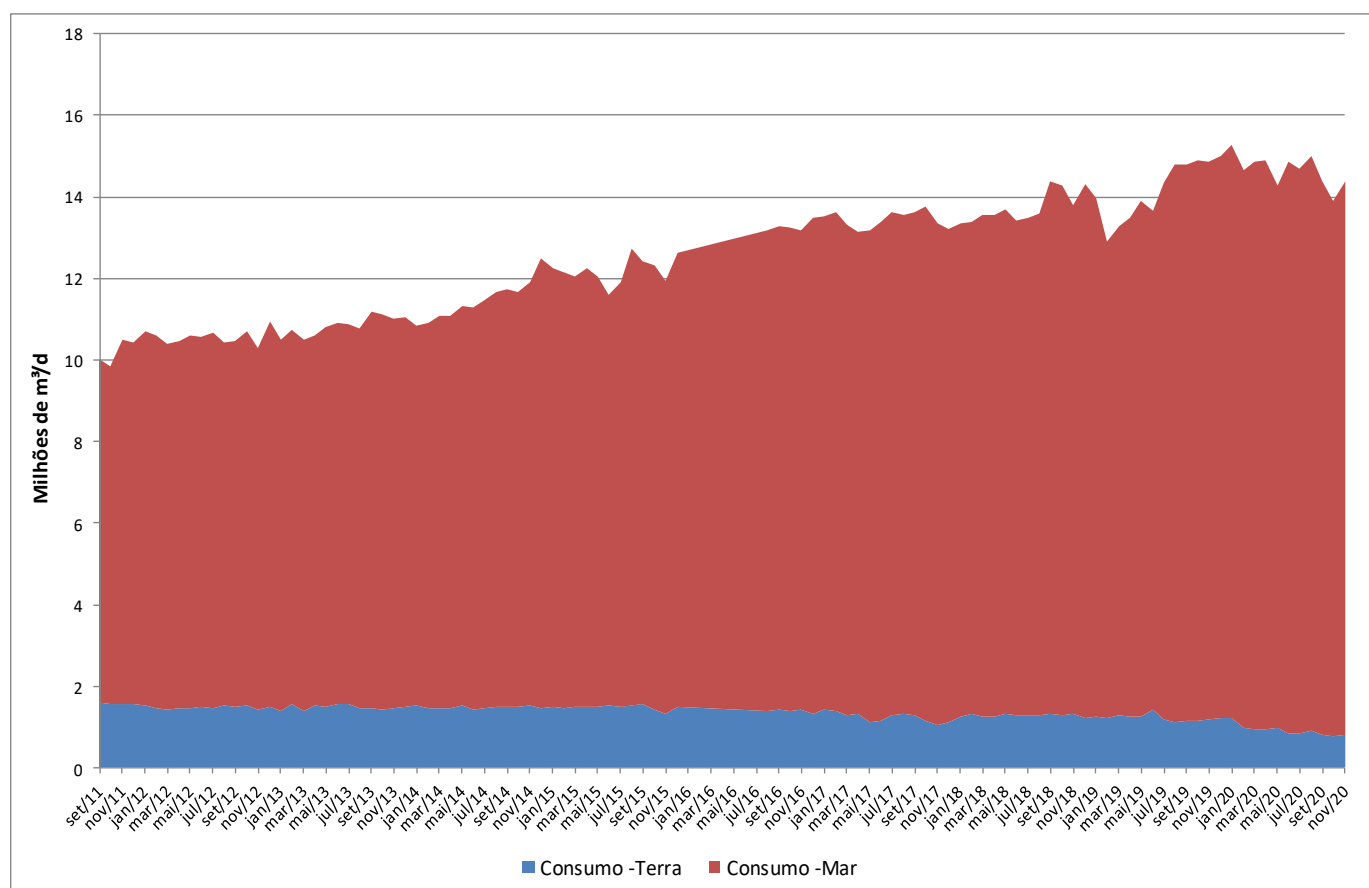
Oferta de Gás Natural

Consumo Gás Natural nas Atividades de E&P - Exploração e Produção

O consumo de gás natural nas atividades de exploração se manteve praticamente estável em relação ao mês anterior.

	Consumo E&P (milhões m ³ /dia)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020		
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-															
	BAHIA	0,08	0,10	0,10	0,08	0,08	0,06	0,00	0,00	0,02	0,07	0,06	0,07	0,09	0,08	0,09			0,06	
	CEARÁ	0,00	0,00	0,00		-	-													-
	ESPÍRITO SANTO	1,70	1,78	1,77	1,52	1,60	1,73	1,76	1,53	1,50	1,47	1,48	1,63	1,58	1,53	1,58				1,58
	MARANHÃO	-	-	-																-
	PARANÁ	-	-	-		-	-													-
	RIO DE JANEIRO	8,62	9,02	9,20	9,94	10,96	10,50	10,75	11,13	10,60	11,26	11,15	11,24	11,03	10,67	11,03				10,94
	RIO GRANDE DO NORTE	0,05	0,05	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,03	0,00	-	-	-	-	-	-	-			0,02
	SÃO PAULO	0,83	1,10	1,17	1,17	1,22	1,20	1,22	1,20	1,20	1,19	1,15	1,15	0,86	0,83	0,86				1,10
	SERGIPE	0,15	0,16	0,16	0,14	0,14	0,13	0,14	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,04
Total - Mar	11,42	12,20	12,45	12,93	14,07	13,67	13,92	13,94	13,32	13,99	13,85	14,09	13,56	13,13	13,56				13,74	
TERRA	ALAGOAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	
	AMAZONAS	0,47	0,44	0,47	0,48	0,48	0,43	0,46	0,47	0,45	0,43	0,42	0,45	0,41	0,40	0,41				0,44
	BAHIA	0,15	0,14	0,15	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,13	0,12	0,12	0,12				0,13
	CEARÁ	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05				0,05
	ESPÍRITO SANTO	0,18	0,16	0,10	0,12	0,12	0,11	0,06	0,07	0,07	0,05	0,03	0,05	0,06	0,06	0,06				0,07
	MARANHÃO	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01				0,01
	PARANÁ	-	-	-																-
	RIO DE JANEIRO	-	-	-																-
	RIO GRANDE DO NORTE	0,32	0,22	0,28	0,23	0,19	0,18	0,19	0,17	0,16	0,15	0,13	0,14	0,12	0,11	0,12				0,15
	SÃO PAULO	-	-	-																-
SERGIPE	0,24	0,20	0,19	0,17	0,19	0,06	0,06	0,07	0,10	0,04	0,07	0,07	0,04	0,04	0,04				0,07	
Total - Terra	1,46	1,24	1,29	1,23	1,21	0,99	0,95	0,96	0,97	0,86	0,84	0,90	0,81	0,78	0,81				0,91	
Total - Geral	12,88	13,44	13,74	14,16	15,27	14,66	14,87	14,90	14,29	14,85	14,69	14,99	14,37	14,61	14,07				14,69	

Fonte: ANP



Oferta de Gás Natural

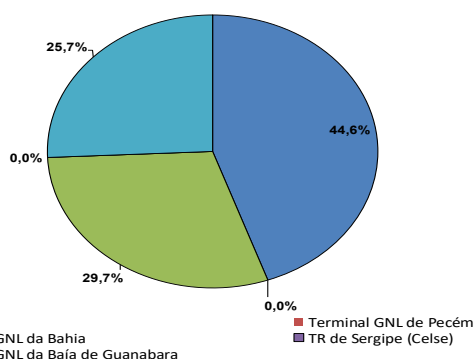
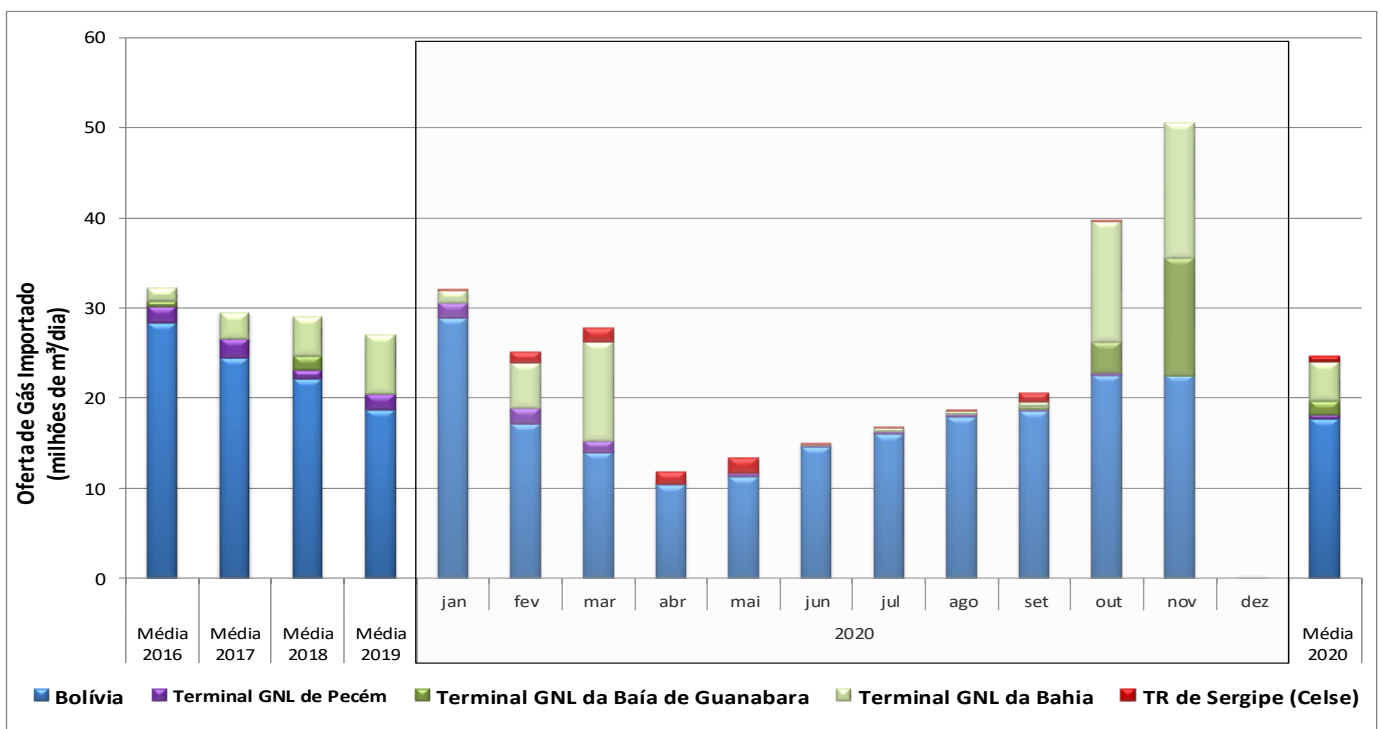
Oferta de Gás Natural Importado

A tabela e o gráfico a seguir apresentam detalhamento acerca da importação de gás natural da Bolívia, bem como a regaseificação de Gás Natural Liquefeito - GNL (MMm³/dia).

			Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020											Média 2020		
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez						
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	28,24	23,83	22,09	17,90	28,60	16,85	13,88	10,38	11,25	14,60	15,97	17,53	18,52	20,32	20,37		17,11	
	Via MT	PETROBRAS	0,07	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	2,13	2,13		0,42
		EPE (Âmbar)	0,01	0,35	0,00	0,77	0,19	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,04
		MTGás	0,00	0,00	0,02	0,00	0,01	0,01	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00		0,00
	Subtotal			28,33	24,35	22,11	18,67	28,79	17,10	13,88	10,38	11,25	14,60	15,97	17,89	18,52	22,46	22,50		17,58
Regaseificação de GNL			3,81	5,05	6,92	8,28	3,22	7,94	13,80	1,41	2,05	0,25	0,74	0,75	1,97	17,06	27,98		7,01	
Terminal GNL de Pecem			1,75	2,15	0,95	1,69	1,73	1,73	1,33	0,04	0,33	0,10	0,25	0,27	0,14	0,26	0,00		0,56	
Terminal GNL da Baía de Guanabara			0,63	0,00	1,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37	3,41	12,97		1,52	
Terminal GNL da Bahia			1,43	2,91	4,39	6,59	1,41	5,00	10,95	0,00	0,00	0,15	0,37	0,30	0,47	13,39	15,00		4,28	
TR de Sergipe (Celse)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	1,21	1,52	1,37	1,72	0,00	0,12	0,18	0,98	0,00	0,00		0,65	
TOTAL			32,14	30,51	29,03	26,95	32,01	25,04	27,68	11,78	13,30	14,84	16,72	18,65	20,49	39,52	50,48		24,59	

Fontes: ANP e TBG

A importação gás natural boliviano manteve-se estável. O volume regaseificado de GNL aumentou de 17,06 para 27,98 milhões de m³/dia.



Em novembro, o gás boliviano representou 44,6% do fornecimento internacional.

Oferta de Gás Natural

Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL (NCM: 2711.11.00) - (Portaria MME nº 232/2012)

Diferentemente do que ocorre na importação por gasoduto, onde o volume importado é considerado como oferta, na importação de GNL o volume importado não corresponde diretamente ao volume ofertado. No caso do GNL, é necessário considerar a possibilidade de armazenamento de parte da carga no navio regaseificador.

A tabela a seguir apresenta os volumes importados de GNL que constam no portal para acesso gratuito às estatísticas de comércio exterior do Brasil - Comex Stat do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>). **Importante ressaltar que as informações que constam no Comexstat têm como referência a data do efetivo desembaraço alfandegário, o que pode ocorrer dias/meses após da descarga de GNL.**

	Mês	Valor Total ⁽¹⁾ (US\$)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL ⁽²⁾ (m³)	Volume GN regas ⁽³⁾ (m³)	Preço FOB ⁽¹⁾⁽⁴⁾ (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
ANUAL	Total 2018	922.434.367	2.045.080.653	4.484.826	2.690.895.596	8,72	Países Baixos (Holanda), França, Bélgica, Noruega, Estados Unidos, Catar, Nigéria; Angola e Trinidad e Tobago	Pecém - CE, Salvador - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total jan/19	51.193.838	105.513.402	231.389	138.833.424	9,38	Países Baixos (Holanda), Estados Unidos	Salvador - BA
	Total fev/19	24.630.876	54.749.964	120.066	72.039.426	8,70	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
	Total Mar/19	75.380.427	194.846.187	427.294	256.376.562	7,48	Países Baixos (Holanda), Trinidad e Tobago, Noruega	Salvador - BA
	Total Abr/19	119.358.373	387.398.777	849.559	509.735.233	5,96	Trinidad e Tobago, Camarões, Angola, Noruega, Estados Unidos	Salvador - BA, Aracaju - SE, Fortaleza - CE
	Total Mai/19	53.042.117	142.538.532	312.585	187.550.700	7,20	Nigéria, Trinidad e Tobago, Estados Unidos	Fortaleza - CE, Salvador - BA
	Total Jun/19	31.842.134	133.827.199	293.481	176.088.420	6,00	Estados Unidos	Salvador - BA, Fortaleza - CE
	Total Jul/19	68.746.715	265.905.870	583.127	349.876.145	5,00	Estados Unidos, Noruega, Trinidad e Tobago, Camarões	Salvador - BA, Fortaleza - CE
	Total Ago/19	66.036.619	312.531.881	685.377	411.226.159	4,09	Trinidad e Tobago, Nigéria, Guiné Equatorial e Estados Unidos	Salvador - BA, Fortaleza - CE
	Total Set/19	66.429.020	337.522.750	740.181	444.108.882	3,81	Trinidad e Tobago, Nigéria, Guiné Equatorial e Estados Unidos	Salvador - BA
	Total Out/19	28.822.466	145.358.028	318.768	191.260.563	3,84	Argentina e Estados Unidos	Fortaleza - CE e Salvador - BA
	Total Nov/19	45.135.584	199.629.691	437.784	262.670.646	4,37	Argentina e Estados Unidos	Fortaleza - CE e Salvador - BA
dez/19	7.425.087	27.951.043	61.296	36.777.688	5,14	Estados Unidos	Fortaleza	
Total Dez/19	7.425.087	27.951.043	61.296	36.777.688	5,14	Estados Unidos	Fortaleza	
MENSAL	Total 2019	638.043.256	2.307.773.324	5.060.906	3.036.543.847	5,35	Nigéria, Países Baixos (Holanda), Trinidad e Tobago, Noruega, Camarões, Angola, Estados Unidos	Salvador - BA, Rio de Janeiro - RJ, Aracaju - SE, Fortaleza - CE
	jan/20	16.213.148	65.168.676	142.914	85.748.258	4,81	Estados Unidos	Salvador
	jan/20	11.920.992	45.286.951	99.313	59.588.093	5,09	Estados Unidos	Fortaleza
	Total Jan/2020	28.134.140	110.455.627	242.227	145.336.351	4,93	Estados Unidos	Salvador - BA, Fortaleza - CE
	fev/20	7.205.943	41.022.422	89.961	53.976.871	3,40	Estados Unidos	Aracaju - SE
	Total Fev/2020	7.205.943	41.022.422	89.961	53.976.871	3,40	Estados Unidos	Aracaju - SE
	mar/20	21.782.817	124.841.684	273.776	164.265.374	3,37	Estados Unidos	Pecém - CE
	mar/20	10.699.608	48.315.000	105.954	63.572.368	4,28	Argentina	Salvador - BA
	Total Mar/2020	32.482.425	173.156.684	379.730	227.837.742	3,63	Estados Unidos, Argentina	Salvador - BA, Fortaleza - CE
	abr/20	9.277.426	55.251.991	121.167	72.699.988	3,25	Trinidad e Tobago	Fortaleza - CE
	abr/20	9.155.175	61.660.490	135.220	81.132.224	2,87	Trinidad e Tobago	Salvador - BA
	abr/20	7.906.699	62.312.366	136.650	81.989.955	2,45	Estados Unidos	Aracaju - SE
	abr/20	3.999.363	20.338.258	44.601	26.760.866	3,80	Nigéria	Fortaleza - CE
	abr/20	3.404.184	15.108.602	33.133	19.879.739	4,36	Estados Unidos	Fortaleza - CE
	Total Abr/2020	33.742.847	214.671.707	470.771	282.462.772	3,04	Estados Unidos, Argentina, Nigéria e Trinidad e Tobago	Salvador - BA, Fortaleza - CE, Aracaju - SE
	mai/20	6.521.040	52.323.341	114.744	68.846.501	2,41	Argentina	Aracaju - SE
	mai/20	20.774.622	115.388.172	253.044	151.826.542	3,48	Estados Unidos	Salvador - BA
	Total Mai/2020	27.295.662	167.711.513	367.788	220.673.043	3,15	Argentina e Estados Unidos	Aracaju - SE, Salvador - BA
	jun/20	9.603.376	72.501.068	158.994	95.396.142	2,70	Estados Unidos	Salvador - BA
	Total Jun/2020	9.603.376	72.501.068	158.994	95.396.142	2,70	Estados Unidos	Salvador - BA
	nov/20	1.757.404	12.125.470	26.591	15.954.566	2,95	Estados Unidos	Fortaleza - CE
	Total Nov/2020	1.757.404	12.125.470	26.591	15.954.566	2,95	Estados Unidos	Fortaleza - CE
	Total 2020	140.221.797	791.644.491	1.736.062	1.041.637.488	3,61	Estados Unidos, Argentina, Nigéria e Trinidad e Tobago	Salvador - BA, Fortaleza - CE, Aracaju - SE

Fonte: Comex Stat (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior)

1 - FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro.

2 - GNL fase líquida.

3 - Volume de gás natural, em fase gasosa, equivalente ao volume de GNL. Os valores são calculados considerando a massa específica do GNL igual a 456 kg/m³ e a razão de conversão volume gasoso-líquido igual a 600:1.

4 - Na conversão do volume de gás natural em energia foi considerado o poder calorífico de 9.900 kcal/m³.

Não houve efetivo desembaraço alfandegário de cargas de GNL em julho, agosto, setembro e outubro de 2020.

Reexportação de Gás Natural Liquefeito - GNL (NCM: 2711.11.00) - (Portaria MME nº 67/2010)

Atualmente no País somente está autorizada a exportação de cargas ociosas de GNL no mercado de curto prazo. Ressalta-se que a exportação das cargas está, nos termos do art. 5º da Portaria MME nº 67, de 1º de março de 2010, condicionada à garantia do pleno abastecimento do mercado interno de gás natural.

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regas* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Saída
Total 2011	29.082.540	36.513.691	80.074	48.044.330	15,41	Argentina; Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	137.031.471	229.892.409	504.150	302.490.012	11,53	Japão; Argentina; Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2013	23.179.468	26.984.926	59.177	35.506.482	16,61	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
Total 2014	51.061.800	65.257.692	143.109	85.865.384	15,13	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
Total 2015	560.459	1.367.838	3.000	1.799.787	7,93	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
Total 2016	94.258.918	368.698.713	808.550	485.129.886	4,94	Argentina; Trinidad e Tobago; México; China e Japão	Pecém - CE, Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
Total 2017	46.819.716	167.729.791	367.828	220.697.093	5,40	Grécia, Portugal, Argentina e Índia	Pecém - CE Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Comex Stat (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior)

* Valores FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro. Os valores são calculados considerando-se a massa específica do GNL de 456 kg/m³, a razão de conversão volume gasoso-líquido de 600:1 e o poder calorífico do gás natural de 9.900 kcal/m³.

Demanda de Gás Natural

Detalhamento da Demanda Termelétrica a Gás Natural

O parque térmico a gás natural é composto por 39 complexos de usinas, sendo 15 bicompostíveis (possível a substituição do gás natural por outro energético). Maior detalhamento sobre as usinas termelétricas pode ser visualizado na página 35 deste Boletim.

A tabela a seguir apresenta consumo termelétrico a gás natural, energia gerada no período e estimativas de eficiência da geração.

	Segmento termelétrico	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Consumo de gás natural (milhões de m ³ /d)	Termelétrico informado pelas distribuidoras locais de gás canalizado ²	24,84	27,73	23,92	23,90	39,30	23,47	13,99	12,54	10,48	16,92	15,46	15,32	13,85	32,79	39,55		21,24
	Termelétrico informado por outros agentes e ajustes MME ³	4,70	6,55	3,77	5,13	1,16	2,16	5,53	4,72	5,22	0,08	1,06	2,13	2,72	4,75	5,58		3,19
	Demanda Termelétrica total	29,57	34,25	27,69	29,04	40,46	25,63	19,52	17,26	15,70	17,00	16,52	17,45	16,57	37,54	45,13		24,43
Energia gerada (mil GWh)¹		47,83	53,81	41,62	45,44	5,36	3,26	2,57	2,07	1,91	2,28	2,14	2,28	2,05	5,08	6,10		35,09
Estimativa de eficiência (%)	Poder calorífico = 9.400 kcal/m ³	40,4%	39,3%	37,7%	39,2%	39,1%	40,1%	38,9%	36,5%	35,8%	40,9%	38,3%	38,5%	37,7%	40,0%	41,2%		39%
	Poder calorífico = 9.900 kcal/m ³	38,4%	37,3%	35,8%	29,6%	37,1%	38,0%	36,9%	34,7%	34,0%	38,8%	36,3%	36,6%	35,8%	37,9%	39,1%		37%

Fonte: ANP, Abegás, Petrobras e ONS.

Os dados ONS estão disponíveis no endereço eletrônico: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

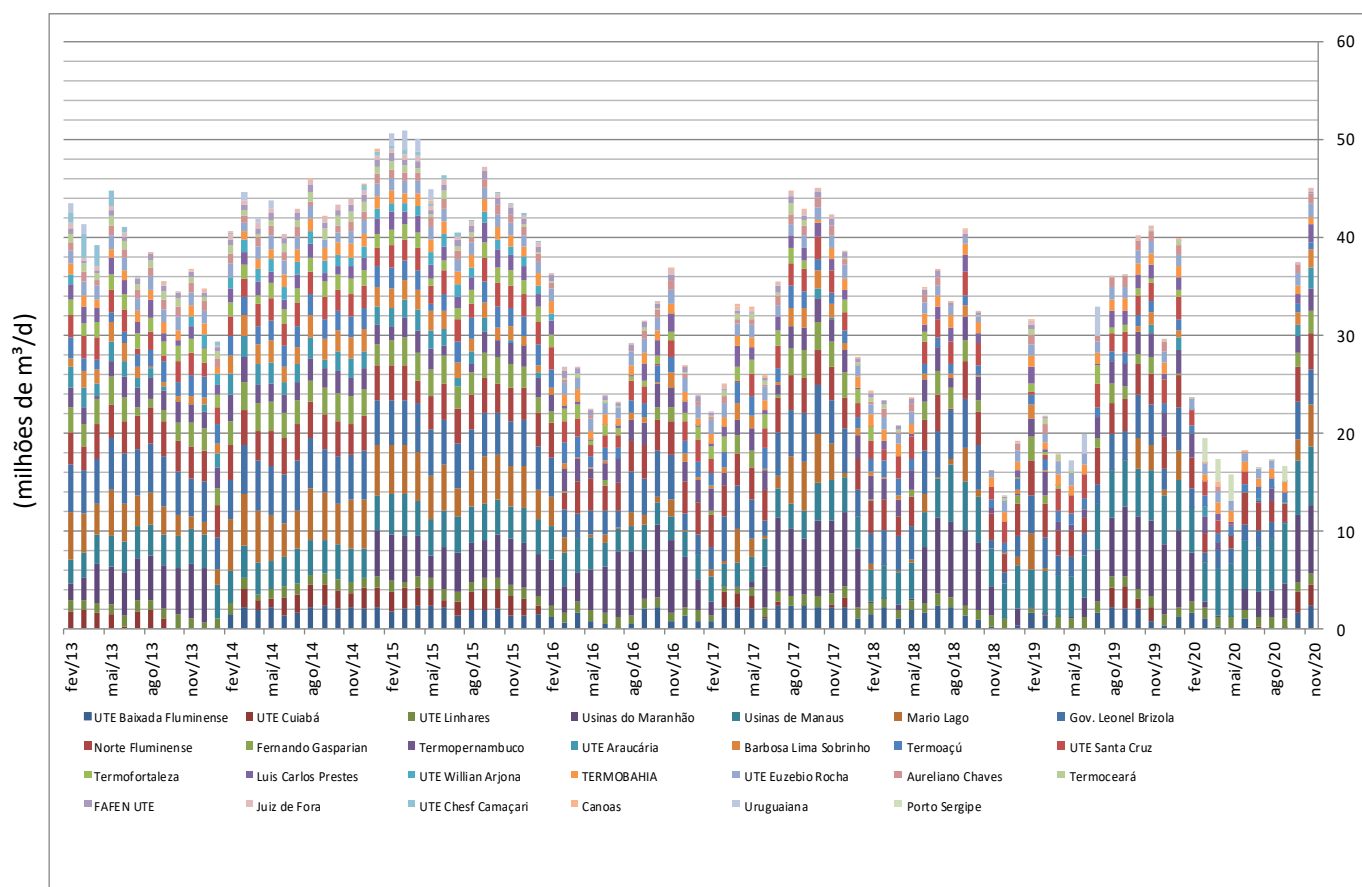
1 - O valor apresentado corresponde à energia total gerada no período.

2 - A informação das distribuidoras contemplam o volume comercializado ou o volume movimentado na malha de distribuição.

3 - Volumes não informados pelas distribuidoras e ajustes realizados pelo MME considerando os dados de geração termelétrica informados pelo ONS.

Consumo de Gás Natural por Usina Termelétrica

O gráfico a seguir mostra o histórico recente de consumo total de gás natural do segmento termelétrico, segmentado por usina termelétrica.



Fonte: Petrobras, Abegás e ANP.

Consumo nos Gasodutos, Desequilíbrio, Perdas e Ajustes

Consumo nos Gasodutos

O consumo de gás natural no Gasoduto Bolívia - Brasil (GASBOL) pode ser atribuído integralmente ao gás natural importado. Já no restante da malha interligada de transporte, o consumo de gás natural está relacionado tanto ao gás produzido no País quanto ao gás importado, visto que nessa malha ocorre a movimentação de GNL regaseificado.

A tabela a seguir apresenta comparativo entre os volumes de gás natural consumido e importado pelo GASBOL. Considerando médias anuais de 2015 a 2018, o consumo no transporte variou entre 2,8 e 3,9% do volume importado. No ano de 2019, o consumo médio está representando 2,8% do volume importado.

Comparativo entre consumo e volume importado (Milhões de m³/dia)	Média	Média	Média	Média	Média	2020												Média
	2015	2016	2017	2018	2019	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2019
Consumo - GASBOL	1,19	1,09	0,79	0,63	0,52	1,09	0,39	0,34	0,16	0,18	0,24	0,32	0,37	0,46	0,48	0,41		0,41
Importação - Bolívia	32,03	28,33	24,33	22,11	18,67	28,79	17,10	13,88	10,38	11,25	14,60	15,97	17,89	18,52	22,46	22,50		17,58
Consumo - GASBOL (%)	3,7%	3,9%	3,2%	2,8%	2,8%	3,8%	2,3%	2,5%	1,5%	1,6%	1,7%	2,0%	2,1%	2,5%	2,2%	1,8%		2,3%

Desequilíbrio, Perdas e Ajustes

Para efeitos deste Boletim, considera-se desequilíbrio a diferença entre os volumes injetados e retirados no sistema de transporte, durante determinado período de tempo. O termo perdas refere-se ao volume de gás natural que, apesar de injetado na malha de transporte, não será disponibilizado aos consumidores. O ajuste está relacionado principalmente com o fato de que os volumes de gás natural não estão diretamente referenciados a um único poder calorífico.

Correlação entre o Balanço de Gás Natural e o Conjunto: Desequilíbrio, Perdas, Ajustes e Consumo nos Gasodutos

O conjunto Desequilíbrio, Perdas, Ajustes e Consumo nos Gasodutos é calculado por meio da diferença entre oferta e demanda de gás natural. A equação abaixo esquematiza a forma de cálculo:

$$\text{Oferta} - (\text{Desequilíbrio} + \text{Perdas} + \text{Ajustes} + \text{Consumo nos gasodutos}^*) = \text{Demanda}$$

*Obs: Considera o consumo no GASBOL e no restante da malha.

As variáveis desequilíbrio, perdas, ajustes e consumo nos gasodutos foram agregadas para fins de cálculos, visto que: (i) a mensuração em separado das três primeiras não é de simples concretização; e (ii) o dado de consumo de gás natural de parte da malha de transporte não está atualmente disponível.

Demanda de Gás Natural

A demanda total de gás natural apresentada neste Boletim é obtida por meio do somatório de: (i) demanda das distribuidoras locais de gás canalizado; (ii) consumo das refinarias e Fábrica de Fertilizantes - Fafens; e (iii) consumo de usinas termelétricas informado por outros agentes.

Demanda de Gás Natural por Distribuidora

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (milhões de m³/dia)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,624	0,623	0,623	0,540	0,542	0,525	0,408	0,293	0,387	0,438	0,484	0,503	0,491	0,451	0,507		0,457
Bahiagás (BA)	3,374	3,606	3,814	3,782	3,733	3,676	3,518	3,046	3,000	3,404	3,444	3,145	3,500	3,701	3,436		3,418
ES GÁS (ES)	2,622	2,734	2,791	2,587	2,420	2,492	2,384	2,475	2,185	2,268	2,314	2,295	2,333	2,315	2,291		2,343
Cebgás (DF)	0,005	0,004	0,005	0,006	0,006	0,006	0,004	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005		0,004
Ceg (RJ)	10,592	13,072	11,516	10,125	13,056	9,616	7,425	6,032	4,769	6,760	5,674	6,048	6,147	11,630	12,384		8,140
Ceg Rio (RJ)	6,346	8,119	5,689	6,289	9,378	5,568	4,269	1,762	3,335	5,060	4,909	4,362	3,775	7,709	9,940		5,461
Cegás (CE)	1,361	1,587	0,834	1,207	1,309	1,247	0,453	0,265	0,318	0,429	0,487	0,514	0,533	0,514	0,532		0,600
Cigás (AM)	2,933	3,019	3,917	4,632	5,292	4,828	4,130	5,034	5,174	5,191	4,539	4,768	4,834	5,138	5,229		4,923
Comgas (SP)	11,996	11,761	14,237	14,239	13,920	13,357	12,127	9,180	10,461	12,556	14,063	14,532	14,728	15,393	15,907		13,293
Compagás (PR)	1,301	1,157	1,202	1,367	2,449	0,926	0,910	1,722	0,760	0,780	1,126	0,891	1,192	2,175	3,007		1,449
Copergás (PE)	4,714	4,583	4,808	4,662	5,417	5,538	4,691	3,324	2,733	2,970	3,920	4,653	3,258	5,309	5,439		4,296
Gas Brasileiro (SP)	0,742	0,683	0,713	0,713	0,625	0,644	0,607	0,442	0,520	0,629	0,675	0,659	0,705	0,690	0,703		0,627
Gasmig (MG)	2,959	3,603	3,018	3,067	3,426	2,532	2,274	2,102	1,885	2,055	2,034	2,078	2,354	3,446	3,961		2,559
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Mtgás (MT)	0,003	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Msgás (MS)	1,175	1,447	1,214	1,295	1,911	0,553	0,512	1,332	0,814	0,564	0,580	0,561	0,594	1,613	2,354		1,035
Pbgás (PB)	0,275	0,266	0,265	0,238	0,212	0,228	0,184	0,089	0,103	0,126	0,153	0,196	0,226	0,235	0,233		0,180
Potigás (RN)	0,274	0,316	0,318	0,290	0,256	0,276	0,221	0,108	0,133	0,175	0,195	0,202	0,216	0,221	0,228		0,203
Gás Natural Fenosa (SP)	1,099	1,140	1,102	1,110	0,852	1,032	0,936	0,711	0,565	0,769	0,819	0,938	0,865	0,852	0,890		0,839
Scgás (SC)	1,683	1,791	1,929	1,967	1,976	2,085	1,715	1,070	1,293	1,583	1,908	2,028	2,132	2,124	2,139		1,823
Sergás (SE)	0,278	0,257	0,243	0,327	0,230	0,231	0,275	0,183	0,190	0,214	0,232	0,236	0,242	0,252	0,256		0,231
Sulgás (RS)	1,905	1,848	2,104	2,214	2,048	2,111	1,943	1,802	1,927	2,015	2,205	2,123	2,401	2,278	1,430		2,026
Goiasgás (GO)	0,003	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Gasmar (MA)	5,168	4,361	3,757	3,715	7,821	4,931	0,500	0,031	0,083	2,139	2,102	2,134	2,117	6,806	7,306		3,270
TOTAL DISTRIBUIDORAS	61,431	65,979	64,100	64,369	76,881	62,402	49,487	41,004	40,640	50,127	51,867	52,871	52,647	72,857	78,176		57,178

Fonte: Abegás

Demanda de Gás Natural das Refinarias e Fafens (não considera a refinaria Abreu e Lima)

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Refinarias + Fafens	14,03	13,18	10,97	8,40	9,22	9,02	9,79	8,38	8,91	10,56	9,87	11,01	11,13	10,49	11,20		9,96

Fonte: ANP

Demanda Termelétrica Informada por Outros Agentes

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Termelétrico informado por outros agentes ¹	4,74	6,55	3,77	5,13	1,16	2,16	5,53	4,72	5,22	0,08	1,06	2,13	2,72	4,75	5,58		3,19

1 - A informação das distribuidoras contemplam o volume comercializado ou o volume movimentado na malha de distribuição.

Fonte: ANP e Petrobras

Demanda de Gás Natural

Demanda de Gás Natural por Distribuidora (sem o segmento termelétrico)

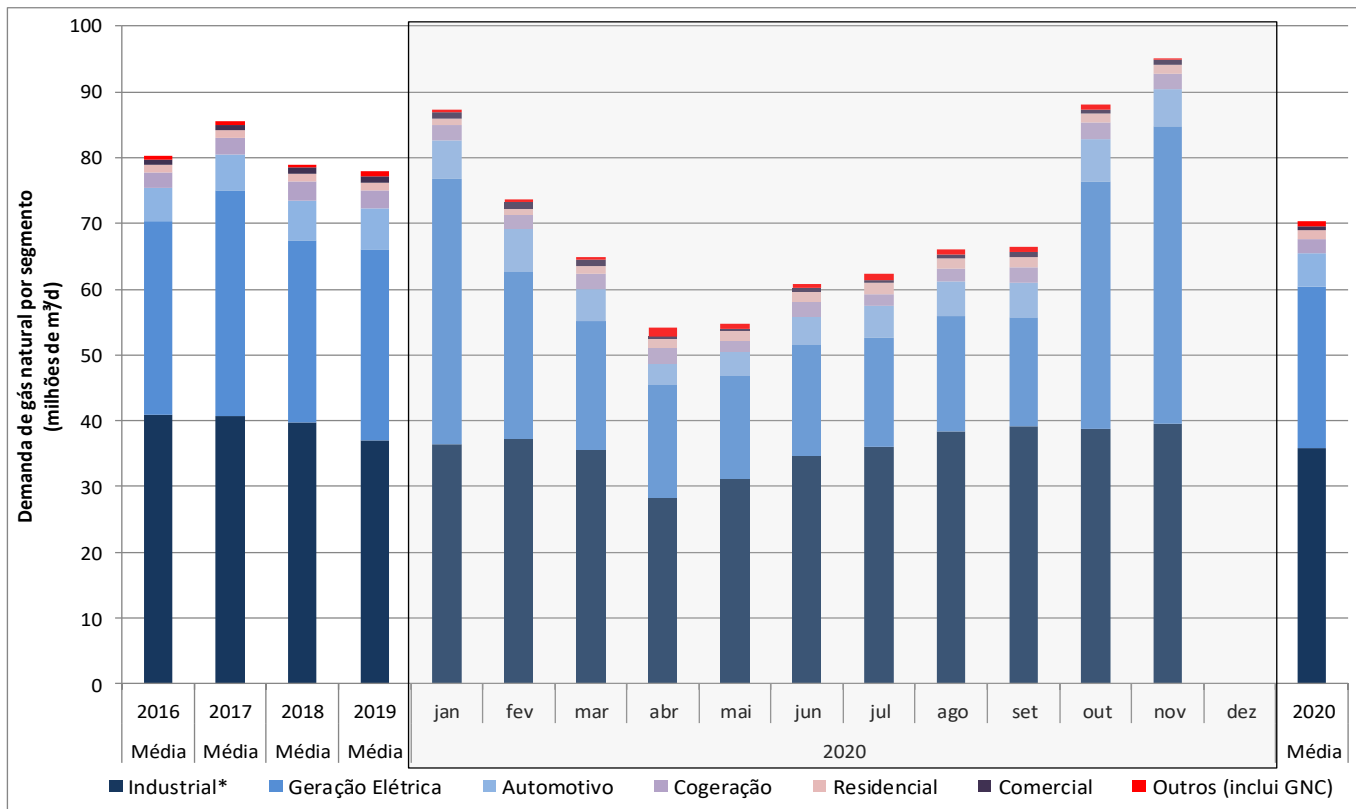
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,609	0,623	0,623	0,622	0,540	0,542	0,525	0,408	0,293	0,387	0,438	0,484	0,503	0,491	0,451	0,507		0,457
Bahiagás (BA)	3,630	3,363	3,604	3,801	3,694	3,610	3,580	3,517	3,046	3,000	3,404	3,444	3,145	3,495	3,553	3,281		3,371
ES GÁS (ES)	2,351	1,654	1,747	1,837	1,766	1,320	1,319	1,341	1,334	1,109	1,327	1,280	1,293	1,284	1,258	1,249		1,283
Cebgás (DF)	0,006	0,005	0,004	0,005	0,006	0,006	0,006	0,004	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005		0,004
Ceg (RJ)	4,090	4,058	4,324	4,458	4,462	4,027	4,371	3,801	2,940	3,013	3,365	3,823	4,159	4,088	5,038	4,253		3,898
Ceg Rio (RJ)	2,399	2,068	2,526	2,299	2,430	2,477	2,419	2,225	1,761	2,008	1,905	2,148	2,244	2,240	2,236	2,243		2,173
Cegás (CE)	0,460	0,445	0,459	0,525	0,550	0,543	0,563	0,453	0,265	0,318	0,429	0,487	0,514	0,533	0,514	0,532		0,468
Cigás (AM)	0,089	0,096	0,099	0,109	0,114	0,149	0,152	0,145	0,072	0,090	0,143	0,157	0,158	0,173	0,169	0,170		0,143
Comgas (SP)	11,748	11,437	11,755	12,448	12,363	11,669	12,207	11,050	7,945	9,339	10,476	11,917	12,388	12,526	12,972	13,444		11,449
Compagás (PR)	1,415	1,258	1,158	1,201	1,366	1,154	0,926	0,910	0,691	0,734	0,779	0,834	0,891	0,969	0,912	0,908		0,883
Copergás (PE)	2,564	2,684	2,579	3,011	3,065	3,046	3,175	3,041	2,677	2,733	2,970	3,038	3,228	3,258	3,295	3,066		3,048
Gas Brasileiro (SP)	0,785	0,742	0,682	0,713	0,713	0,625	0,644	0,607	0,442	0,520	0,629	0,675	0,659	0,705	0,690	0,703		0,627
Gasmig (MG)	2,578	2,335	2,613	2,606	2,301	2,265	2,528	2,272	1,699	1,882	1,894	2,028	2,077	2,353	2,459	2,528		2,181
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Mtgás (MT)	0,005	0,003	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Msgás (MS)	0,209	0,292	0,438	0,587	0,920	0,569	0,552	0,512	1,332	0,814	0,564	0,580	0,561	0,594	0,558	0,555		0,654
Pbgás (PB)	0,306	0,275	0,266	0,265	0,238	0,212	0,228	0,184	0,089	0,103	0,126	0,153	0,196	0,226	0,235	0,233		0,180
Potigás (RN)	0,282	0,274	0,315	0,318	0,290	0,256	0,276	0,221	0,108	0,133	0,175	0,195	0,202	0,216	0,221	0,228		0,203
Gás Natural Fenosa (SP)	1,117	1,099	1,140	1,103	1,110	0,852	1,032	0,936	0,711	0,565	0,769	0,819	0,938	0,865	0,852	0,890		0,839
Scgás (SC)	1,732	1,683	1,791	1,929	1,967	1,976	2,085	1,715	1,070	1,293	1,583	1,908	2,028	2,132	2,124	2,139		1,823
Sergás (SE)	0,281	0,278	0,257	0,243	0,327	0,230	0,231	0,214	0,183	0,190	0,214	0,232	0,236	0,242	0,252	0,256		0,225
Sulgás (RS)	1,937	1,905	1,848	2,104	2,214	2,048	2,111	1,943	1,802	1,927	2,015	2,205	2,123	2,401	2,278	1,430		2,026
Goiasgás (GO)	0,003	0,003	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Gasmar (MA)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
TOTAL DISTRIBUIDORAS SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO	38,595	36,581	38,232	40,186	40,436	37,577	38,931	35,499	28,462	30,162	33,209	36,410	37,547	38,796	40,072	38,622		35,935
SEGMENTO TERMELÉTRICO	38,562	24,850	27,747	23,914	21,655	39,304	23,471	13,988	12,542	10,477	16,918	15,456	15,324	13,851	32,785	39,554		21,236

Fonte: Abegás

Demanda de Gás Natural

Demanda de Gás Natural por Segmento

A demanda de gás natural das distribuidoras foi segmentada em: industrial, comercial, residencial, automotivo, geração termelétrica e outros. A demanda das refinarias e fafens foi integralmente considerada como consumo do segmento industrial.

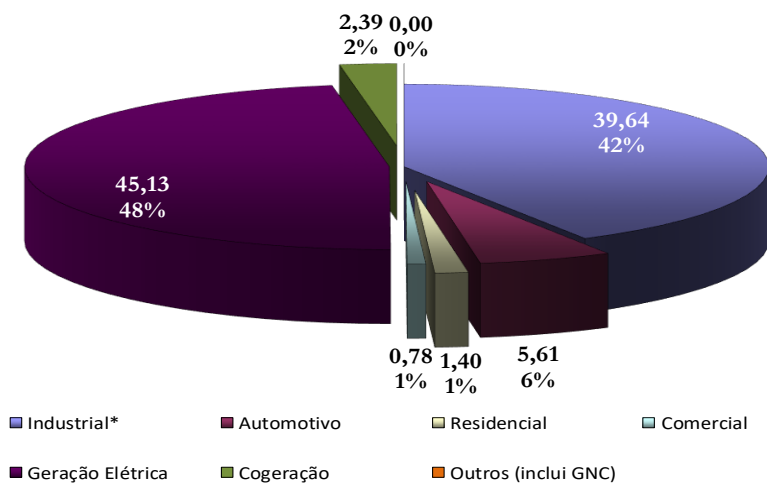


* Industrial: inclui consumo de refinarias, fábricas de fertilizantes e uso do gás como matéria-prima. Os valores utilizados na elaboração do gráfico acima constam na página 2 deste Boletim.

A demanda de gás natural teve significativo aumento passando de 88,1 para 94,96 milhões de m³/dia.

Segmentação do Consumo de Gás Natural

Os segmentos industrial, termelétrico e GNV corresponderam a 96% do mercado de gás natural.



Demanda de Gás Natural

Detalhamento da demanda industrial

De maneira geral, a demanda industrial é atendida a partir das distribuidoras locais de gás canalizado. Entretanto, o art. 56 da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, assegurou a manutenção dos regimes de consumo de gás natural em unidades de fertilizantes e instalações de refinação de petróleo existentes na data de publicação da Lei.

A tabela a seguir apresenta o consumo de gás natural pelo segmento industrial cujo fornecimento do energético é realizado pelas distribuidoras, bem como o consumo de gás natural de refinarias e Fábrica de Fertilizantes - Fafens. O volume consumido pela refinaria Abreu e Lima está contido no item "Industrial - Distribuidoras").

Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Industrial - Distribuidoras	26,79	27,59	28,78	28,57	27,12	28,15	25,91	19,78	22,31	24,06	26,69	27,38	27,98	28,36	28,44		26,02
Refinarias e fafens	14,03	13,18	10,97	8,41	9,22	9,02	9,79	8,38	8,91	10,56	9,87	11,01	11,13	10,49	11,20		9,96
Demanda Industrial total	40,82	40,77	39,75	36,97	36,34	37,17	35,70	28,16	31,22	34,61	36,57	38,38	39,11	38,85	39,64		35,98

Fontes: ANP e Abegás

Consumo de Gás Natural - Refinarias

A tabela a seguir detalha o consumo de gás natural por refinaria, exceto refinaria Abreu e Lima (RNEST). O volume de gás natural consumido pela RNEST é informado de forma agregada no consumo industrial da Companhia Pernambucana de Gás - Copergás.

Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
REPAR	1,13	1,23	0,93	1,08	1,30	0,76	0,73	0,59	0,63	0,62	0,93	1,32	1,18	1,27	1,25		0,96
REPLAN	1,93	1,94	1,82	2,01	2,02	1,75	1,83	1,85	1,85	2,17	1,63	2,10	1,99	2,22	2,23		1,97
REDUC	1,92	1,72	0,48	0,54	0,75	0,91	1,18	0,73	0,89	1,00	1,58	0,33	0,79	0,66	0,95		0,89
REVAP	2,31	2,18	2,25	1,50	2,34	2,45	2,64	1,97	1,98	2,22	1,97	2,32	2,28	2,19	2,31		2,24
RPBC	0,85	0,65	0,25	0,66	0,13	0,23	0,57	0,84	0,97	0,96	0,68	1,01	1,00	0,95	0,93		0,75
RLAM	1,14	1,19	1,00	1,02	1,35	1,66	1,52	1,16	1,31	1,32	0,91	1,72	1,43	1,26	1,52		1,38
REGAP	0,78	0,81	0,79	0,76	0,87	0,84	0,85	0,79	0,91	0,99	0,59	0,82	0,95	0,91	0,83		0,85
REFAP	0,58	0,46	0,49	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,84	0,72	0,82	0,76	0,65		0,40
RECAP	0,40	0,39	0,45	0,43	0,40	0,42	0,44	0,38	0,29	0,42	0,37	0,42	0,43	0,06	0,31		0,36
REMAN	0,18	0,16	0,17	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,16	0,15	0,16	0,16	0,15		0,08
LUBNOR	0,10	0,07	0,07	0,02	0,04	0,00	0,01	0,08	0,08	0,09	0,07	0,09	0,09	0,06	0,05		0,06
RPCC	0,05	0,09	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
TECAB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00		0,01
TOTAL	11,36	10,89	8,70	8,11	9,21	9,02	9,78	8,38	8,91	10,56	9,87	11,01	11,12	10,49	11,20		9,96

Fonte: ANP

Consumo de Gás Natural - FAFENS

A tabela a seguir detalha o consumo de gás natural por Fábrica de Fertilizante.

DEMANDA DE GÁS NATURAL (milhões de m³/d)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
FAFEN-BA	1,39	1,25	1,17	0,20	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00		0,00
FAFEN-SE	1,28	1,04	1,10	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
TOTAL	2,67	2,29	2,27	0,30	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00		0,00

Fonte: ANP

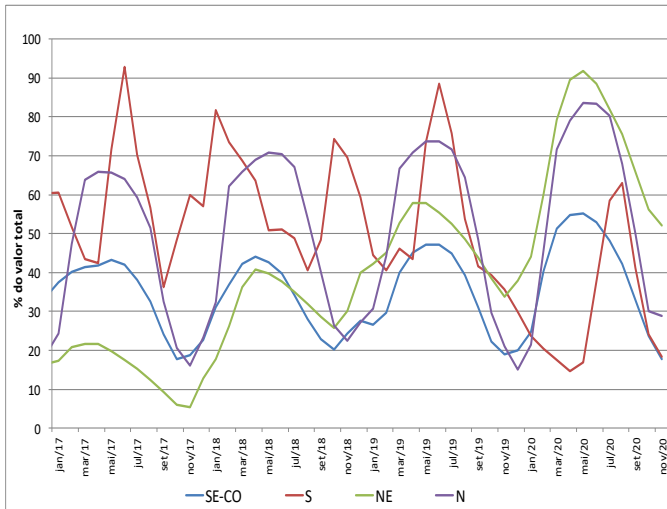
Demanda de Gás Natural

Armazenamento e Afluências no SIN

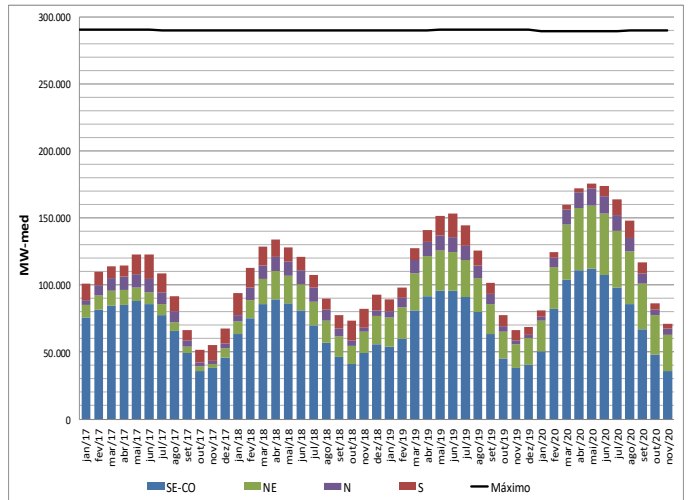
Energia Armazenada

Os gráficos abaixo apresentam o histórico da energia armazenada nos reservatórios do Sistema Interligado Nacional - SIN, segmentada por subsistema. No gráfico da esquerda, são apresentados os valores percentuais frente às máximas capacidades de armazenamento. No gráfico da direita, são mostrados os valores absolutos de energia armazenada, em MWmês.

Percentual da Capacidade de Armazenamento



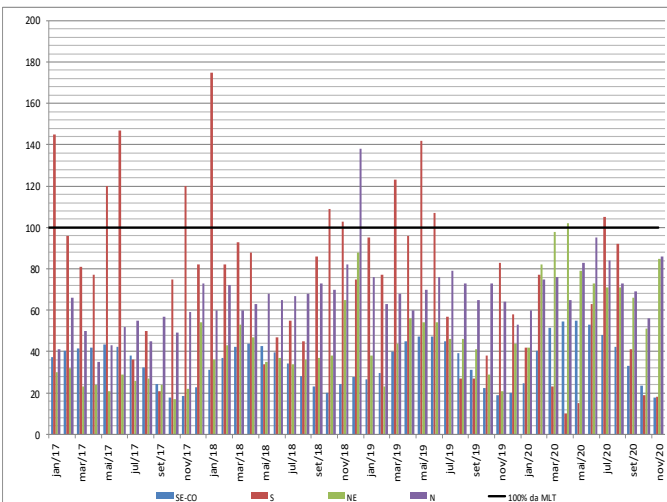
Em MWmês



Energia Natural Afluente - ENA

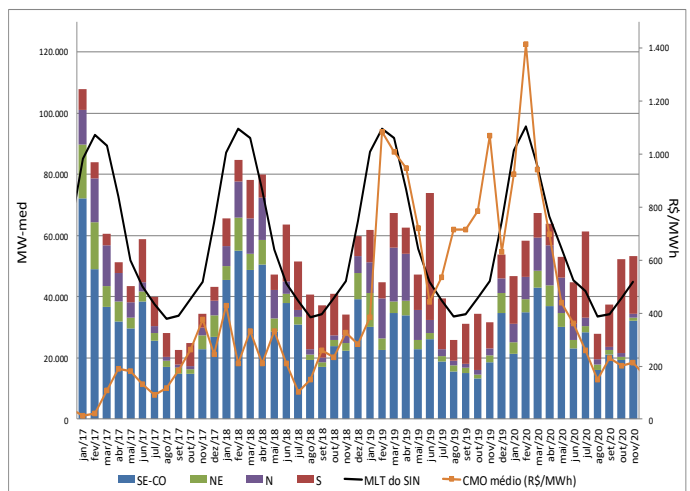
Percentual da Média de Longo Termo - MLT

O gráfico abaixo apresenta histórico da Energia Natural Afluente - ENA nos quatro subsistemas do Sistema Interligado Nacional - SIN, referenciados percentualmente à Média de Longo Termo - MLT, representada pela linha de cor preta.



CMO, ENA e MLT

Este gráfico demonstra a influência exercida pelo volume de energia afluente junto aos reservatórios das hidrelétricas sobre o preço da energia elétrica.



É interessante destacar que, quando a Energia Natural Afluente - ENA (representada pelas barras empilhadas no gráfico acima a direita) está abaixo da Média de Longo Termo - MLT (representada pela curva de cor preta), o Custo Marginal de Operação - CMO (representado pela curva de cor laranja) tende a se elevar. Quando a ENA fica maior do que a MLT, o CMO tende a cair.

Demanda de Gás Natural

Evolução do Custo Marginal de Operação - CMO(R\$/MWh)

EVOLUÇÃO DO CMO - MÉDIAS SEMANAIS (R\$/MWh)					
Semana	SE-CO	S	NE	N	Média
03/10/2020 a 09/10/2020	262,04	262,04	162,77	262,04	267
10/10/2020 a 16/10/2020	282,62	282,62	170,80	282,62	
17/10/2020 a 23/10/2020	318,74	318,74	216,12	318,74	
24/10/2020 a 30/10/2020	318,62	318,62	172,61	318,62	
31/10/2020 a 06/11/2020	368,03	368,03	150,64	368,03	
07/11/2020 a 13/11/2020	630,47	630,47	197,08	630,47	441
14/11/2020 a 20/11/2020	475,62	475,62	244,33	475,62	
21/11/2020 a 27/11/2020	617,02	617,02	189,40	617,02	

Comparando os meses de outubro e novembro, o CMO médio teve expressivo aumento, passando de 267 para 441 R\$/MWh.

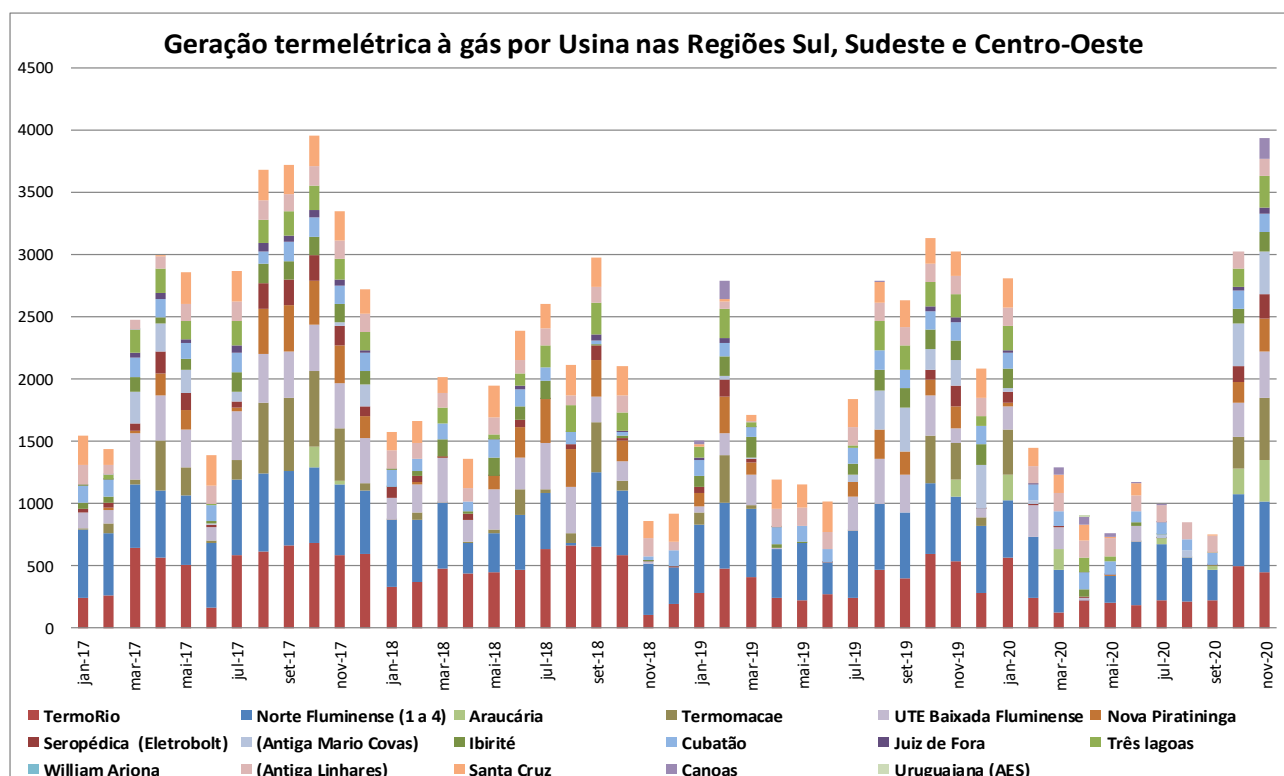
Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Andamento

Usina	UF	Situação	Potência Usina (MW)	Garantia Física Usina (MWmed)	Combustível	Unidade Geradora	Potência Unidade Geradora (MW)	Ato Legal	Data de Tendência
GNA Porto do Açu III	RJ	Não iniciado	1672,599	1547,4	Gás Natural	1	366,733	01/01/2023	01/10/2023
			1672,599	1547,4	Gás Natural	2	366,733		
			1672,599	1547,4	Gás Natural	3	366,733		
			1672,599	1547,4	Vapor	4	572,4		
Marlim Azul (antiga Vale Azul)	RJ	Não iniciado	565,5	420,9	Gás Natural	1	565,5	31/12/2021	31/12/2022
GNA I (antiga Novo Tempo GNA II)	RJ	Em construção	1338,3	611,9	Vapor	4	466,2	01/01/2021	21/05/2021
			1338,3	611,9	Gás Natural	1 a 3	872,1		
Oeste de Canoas 1	MA	Não iniciado	5,542	3,4	Gás Natural	4	0,16	01/12/2020	01/12/2022
			5,542	3,4	Gás Natural	1 a 3	5,382		
Parnaíba 5A e 5B	MA	Em construção	363,2	326,4	Vapor	1 e 2	363,2	01/01/2024	01/01/2024
			126,29	-	Gás Natural	1	82,407		
Jaguaritica II	RR	Não iniciado	126,29	-	Gás Natural	2	43,883	28/06/2021	18/02/2022
			126,29	-	Gás Natural	2	43,883		
MC2 Nova Venécia 2	MA	Não iniciado	92,254	76,9	Gás Natural	1 a 2	46,127		01/01/2025
Novo Tempo Barcarena	PA	Não iniciado	604,52	584,1	Gás Natural	1 a 2	302,26		01/01/2025
Prosperidade II	BA	Não iniciado	37,364	34,9	Gás Natural	1	37,364	01/01/2025	01/01/2025

Fonte: Atas das reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), Anexo 2 - Dados de Tendência das Usinas, UTEs.

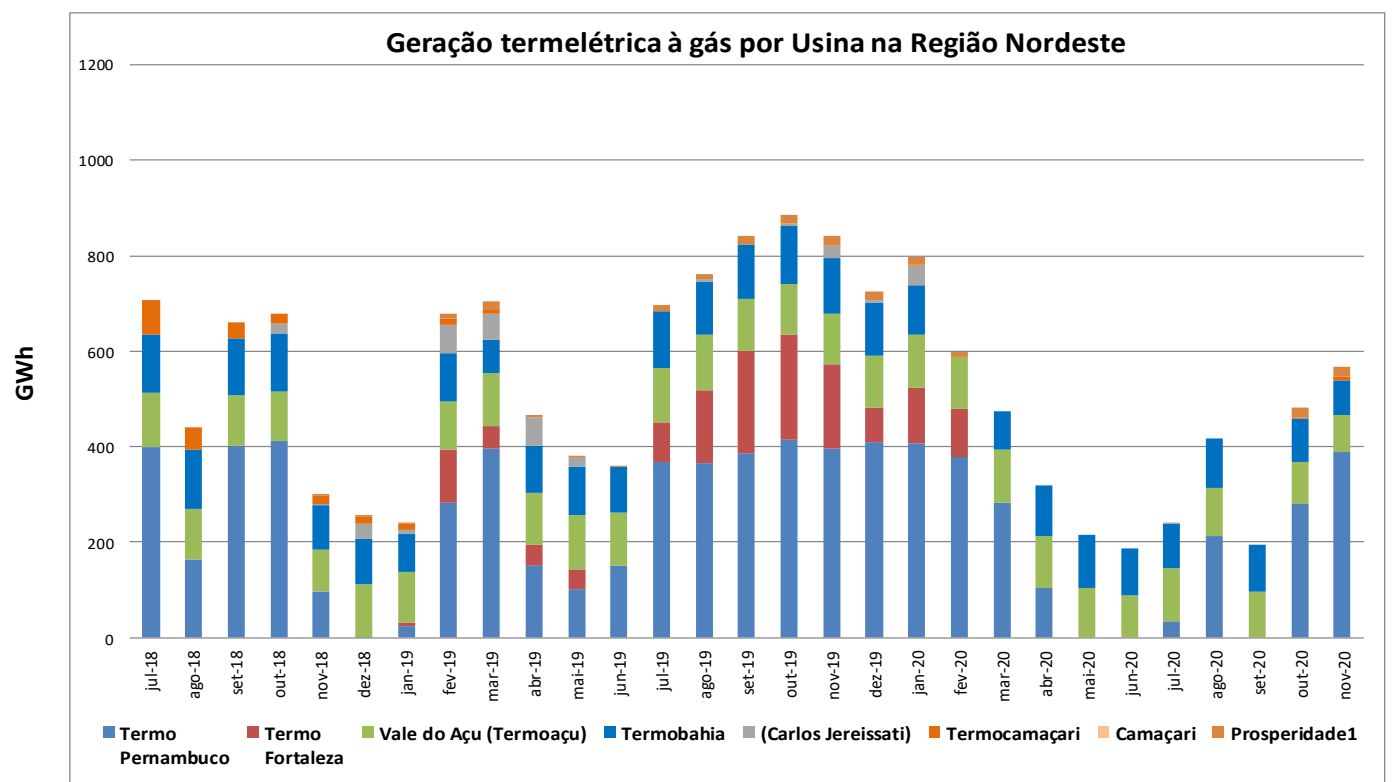
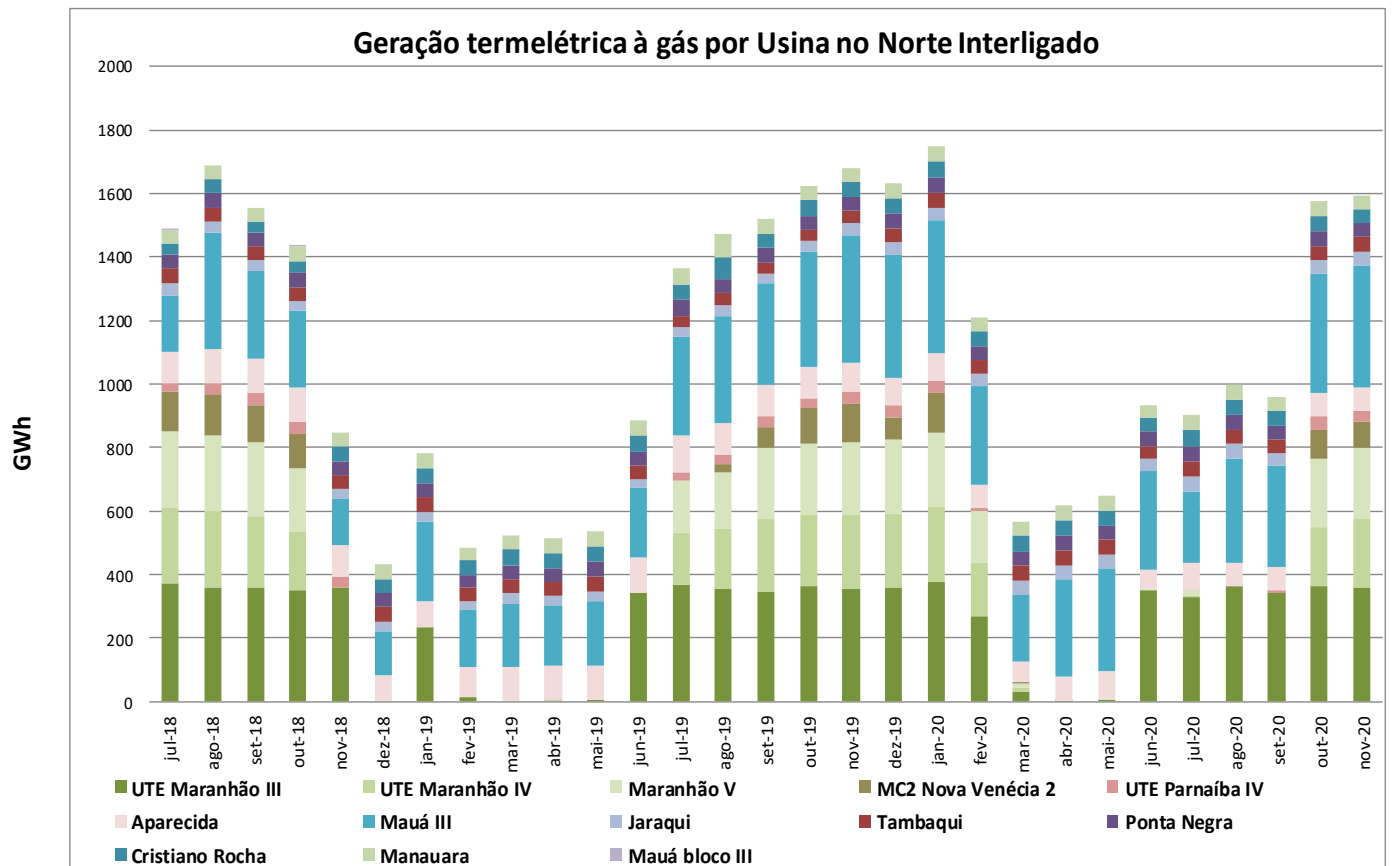
Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>

Sistema Interligado Nacional-SIN



Demanda de Gás Natural

Sistema Interligado Nacional–SIN



Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

A tabela a seguir apresenta o preço médio do gás natural Petrobras para as distribuidoras.

Preço Petrobras para Distribuidoras novembro/2020 (Preços isentos de tributos e encargos)							
Contrato: Novo Mercado de Gás				Contrato: Gás Importado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)			Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Molécula	Total		Transporte	Molécula	Total
Nordeste	1,301	5,066	6,368	Sudeste	1,800	5,389	7,189
Sudeste e Centro-Oeste	1,301	5,008	6,310	Brasil	1,800	5,389	7,189
Sul	1,301	4,820	6,121				
Brasil	1,301	4,999	6,301				

Dólar de conversão R\$/US\$: novembro-20 **5,418**

Fonte MME, a partir de dados originários da Petrobras.

Médias regionais simples (não ponderadas por volume).

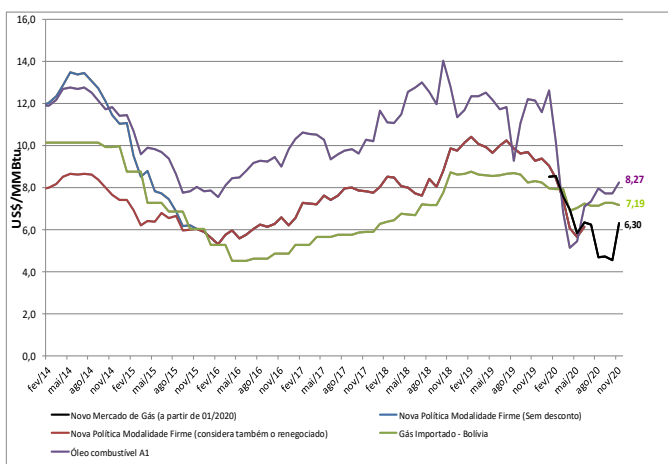
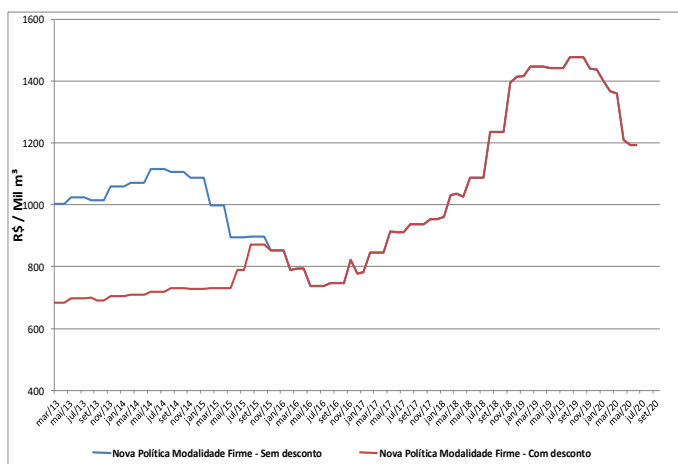
Contratos Petrobras - Distribuidoras

1 distribuidora possui contrato do tipo **Gás Importado**, referente ao gás boliviano.

18 distribuidoras possuem o contrato **Novo Mercado de Gás**, que passou a vigorar em janeiro de 2020.

Histórico de Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

Os gráficos abaixo apresentam o preço médio do gás natural Petrobras para as distribuidoras, isento de tributos e encargos. O preço médio foi obtido por meio de média simples.



No gráfico acima é apresentado histórico do preço do gás natural Nova Política Modalidade Firme, com e sem o desconto (em R\$/mil m³) concedido pela Petrobras desde novembro de 2015 (sobre os preços contratuais e a seu exclusivo critério). Esta modalidade contratual deixou de ser utilizada pela Petrobras a partir junho de 2020.

Em novembro de 2020, os preços do contrato Novo Mercado de Gás foram 12% menores do que o preço no contrato gás importado.

Fonte: MME, a partir de dados da Petrobras.

Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural - Programa Prioritário Termelétrico (PPT)

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	3,94	4,18	4,22	4,16	4,14	4,05	3,89	3,70	3,70	3,82	3,85	3,87	3,94	3,94	4,04		3,90

Fonte: MME/SPG/DGN

Nota: PPT: Programa Prioritário Termelétrico. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto e é calculado com base na Portaria Interministerial nº 234/02.

Preço do Gás Natural - Consumidor Final

Os preços dos segmentos industrial, residencial, comercial e automotivo para postos foram calculados considerando a média simples dos preços aplicados pelas distribuidoras. Já o preço do segmento automotivo para consumidor final foi obtido a partir do Sistema de Levantamento de Preços (SLP) da ANP.

Preço ao consumidor final (com tributos) novembro, 2020				
	Segmento	Faixa de consumo	R\$/m³	US\$/MMBtu
Preços das Distribuidoras	Industrial (m³/d)	2.000	2,346	11,611
		20.000	2,064	10,212
		50.000	2,012	9,959
	Residencial (m³/mês)	12	4,919	24,344
	Comercial (m³/mês)	800	3,707	18,346
	Automotivo (Postos)	faixa única	2,059	10,188
ANP	Automotivo (Consumidor Final)	faixa única	2,966	14,677

Fontes: Distribuidoras locais de gás canalizado e ANP

Histórico de Preços - Segmento Industrial

A tabela a seguir apresenta histórico do preço médio do gás natural ao consumidor final industrial. Os preços apresentados foram calculados considerando a média simples dos preços aplicados pelas distribuidoras, com tributos.

Preço ao consumidor industrial por faixa de consumo (com impostos)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Média Nacional (R\$/m³)	até 2.000 m³/d	1,68	1,83	2,23	2,62	2,62	2,59	2,59	2,59	2,48	2,41	2,37	2,19	2,19	2,19	2,35		2,42
	até 20.000 m³/d	1,49	1,62	1,95	2,32	2,33	2,30	2,30	2,30	2,19	2,12	2,10	1,91	1,91	1,91	2,06		2,13
	até 50.000 m³/d	1,45	1,56	1,89	2,26	2,27	2,24	2,24	2,24	2,14	2,07	2,06	1,86	1,86	1,86	2,01		2,08
Média Nacional (US\$/MMBtu)	até 2.000 m³/d	13,00	15,35	16,35	17,84	16,94	16,02	14,24	13,04	11,77	12,45	12,01	10,76	10,86	10,42	11,61		12,74
	até 20.000 m³/d	11,54	13,59	14,36	15,79	15,04	14,20	12,63	11,57	10,41	10,94	10,68	9,36	9,48	9,09	10,21		11,24
	até 50.000 m³/d	11,19	13,14	13,87	15,35	14,67	13,84	12,32	11,28	10,16	10,66	10,44	9,12	9,23	8,86	9,96		10,96

Fotes: Distribuidoras locais de gás canalizado (sites)

Histórico de Preços - Segmento Automotivo

A tabela a seguir apresenta histórico do preço médio do gás natural ao consumidor final veicular e às distribuidoras, com tributos.

Preço do GNV ao consumidor final e à distribuidora (com impostos)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Preço médio ao consumidor (R\$/m³)	2,25	2,34	2,73	3,16	3,21	3,21	3,20	3,18	3,10	3,08	3,06	3,02	2,88	2,88	2,97			3,07
Preço médio distribuidora (R\$/m³)	1,60	1,68	1,98	2,40	2,38	2,44	2,40	2,41	2,31	2,18	2,13	2,12	*					2,30
Preço médio ao consumidor (US\$/MMBtu)	17,41	19,64	20,04	21,48	20,75	19,82	17,54	16,03	14,72	15,89	15,55	14,80	14,28	13,72	14,68			16,16
Preço médio distribuidora (US\$/MMBtu)	12,37	14,13	14,56	16,31	15,39	15,04	13,19	12,14	10,99	11,22	10,83	10,42	*					12,40

Fonte: ANP (Sistema de Levantamento de Preços - SLP)

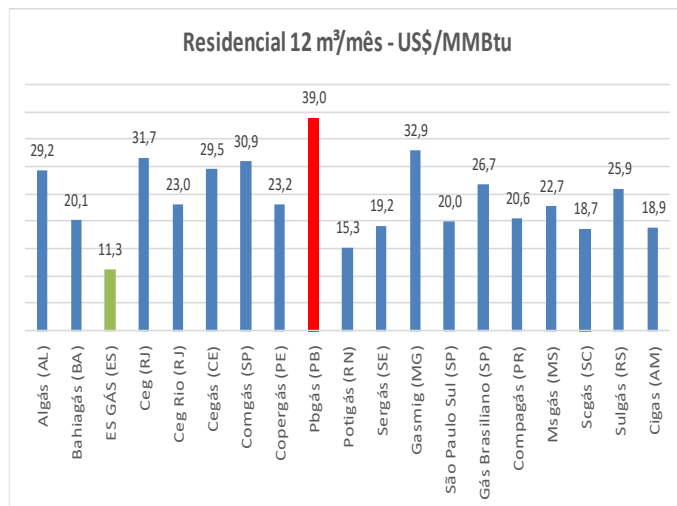
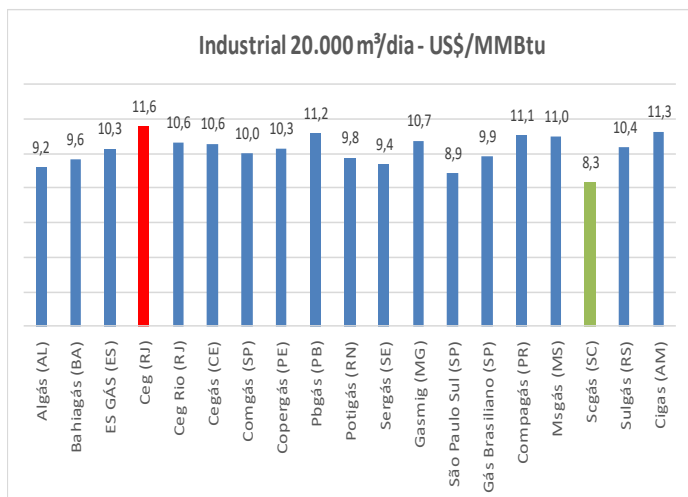
*A informação da ANP em relação aos preços das distribuidoras foi descontinuada.

Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural ao Consumidor Final - Por Distribuidora

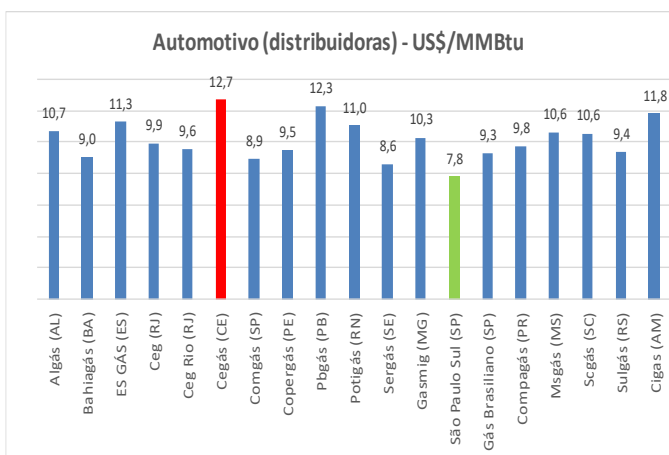
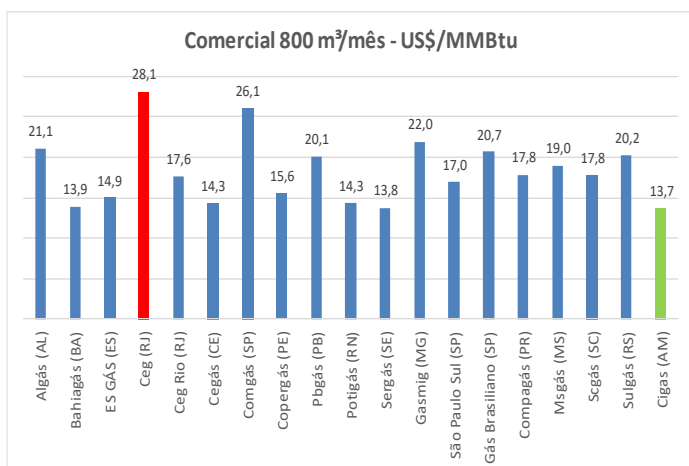
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural para o segmento industrial de consumo igual a 20.000 m³ por dia.

O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural para o segmento residencial, considerando o consumo igual a 12 m³ por mês.



O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural para o segmento comercial, considerando o consumo igual a 800 m³ por mês.

O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural para o segmento automotivo. Esse preço refere-se à comercialização de gás natural entre distribuidoras e postos.

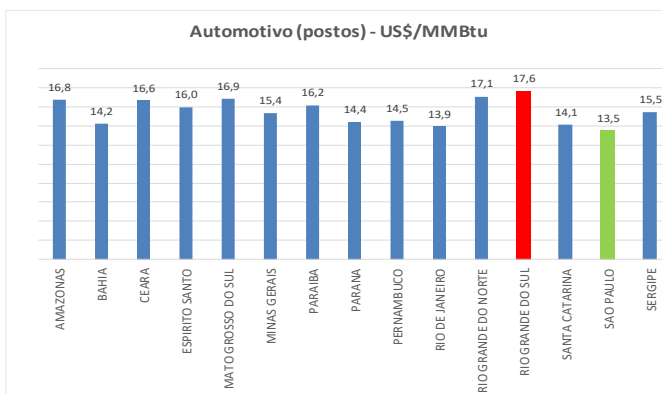


O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural aplicáveis aos consumidores finais do segmento automotivo.

Fontes:

- Industrial, Residencial, comercial e Automotivo (distribuidoras): Sítio eletrônico das companhias locais de gás canalizado e agências reguladoras estaduais.

- Automotivo (postos): Serviço de Levantamento de Preços/ANP.



Preços e Competitividade

Preços de Gás Natural Liquefeito - GNL

Preços de GNL (US\$/MMBtu)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
GNL utilizado no Japão ⁽¹⁾	6,08	7,30	9,92	5,95	5,90	3,40	3,40	2,40	2,20	3,80	4,20	3,40	4,50	6,00	6,80		4,18
GNL da Indonésia no Japão	7,37	8,61	10,65	10,57	9,89	9,89	10,21	10,01	10,08	8,97	7,79	6,34	5,88	6,19	6,21		8,31
GNL utilizado no Brasil ⁽²⁾	6,45	6,56	8,72	5,35	4,93	3,40	3,63	3,04	3,15	2,70	-	-	-	-	2,95		3,40

Fontes:

GNL utilizado no Japão: Ministry of Energy, Trade and Industry (<http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/sing/>)

GNL da indonésia no Japão: Indexmundi

GNL utilizado no Brasil: Comexstat (vide pag 12 deste boletim)

(1) Preço convertido para Delivery Ex Schip (DES)

(2) Preço FOB

Preços Internacionais de Gás Natural

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo vendido na Europa	4,35	5,67	7,80	4,80	3,63	2,91	2,72	2,12	1,58	1,75	1,80	2,86	3,95	4,89	4,84		3,00
NBP *	4,73	5,83	7,68	4,96	3,94	2,90	2,74	1,97	1,59	1,51	1,88	2,68	3,82	4,98	5,31		3,03
Henry Hub	2,50	2,96	3,15	2,57	2,03	1,92	1,79	1,74	1,75	1,60	1,72	2,29	1,92	2,20	2,61		1,96
Petróleo Brent	7,85	9,69	12,66	11,41	11,33	9,80	5,88	4,16	5,53	7,11	7,63	7,89	7,32	7,21	7,70		7,41
Petróleo WTI	7,70	9,07	11,55	10,16	10,25	9,00	5,32	2,94	5,09	6,82	7,26	7,55	7,06	7,04	7,32		6,88
Petróleo Brent (US\$/bbl)	44,05	54,39	71,07	64,03	63,60	55,00	32,98	23,34	31,02	39,93	42,81	44,26	41,09	40,47	43,23		41,61
Petróleo WTI (US\$/bbl)	43,23	50,92	64,83	57,01	57,52	50,53	29,88	16,52	28,56	38,30	40,75	42,36	39,60	39,53	41,10		38,60

Fontes:

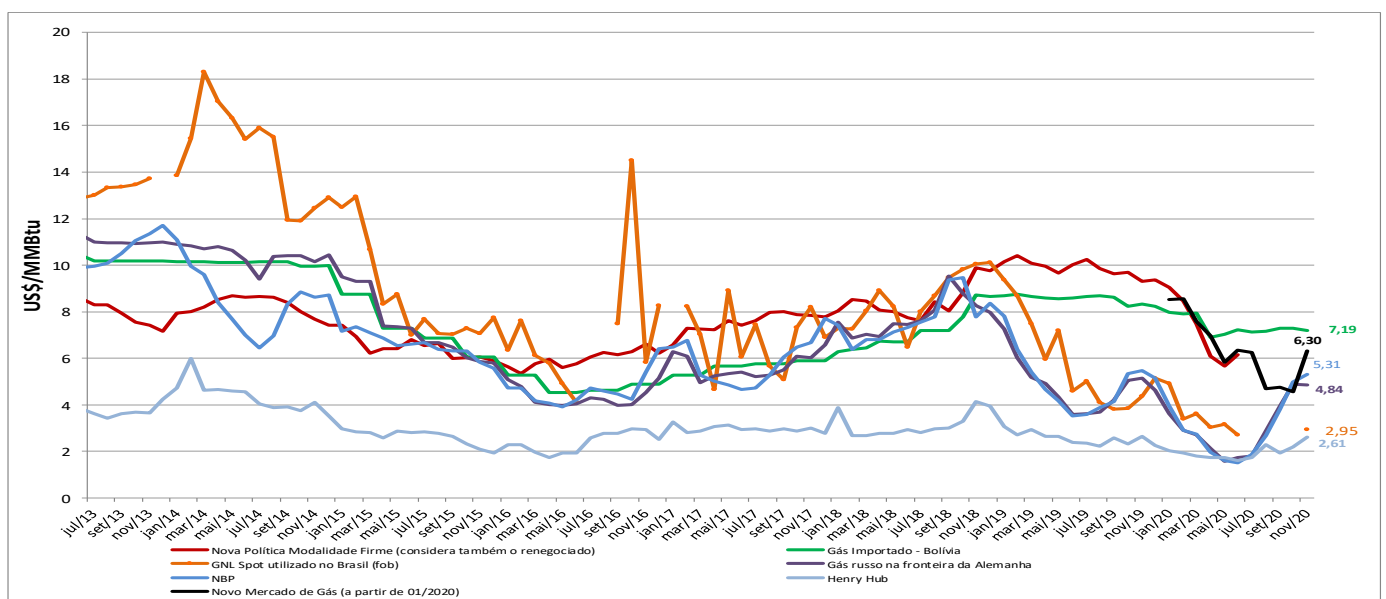
Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI), US Energy Information Administration (eia).Preço do Petróleo: www.indexmundi.com (FMI), U.S. Energy Information Administration (eia).

* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

nd = informação não disponível

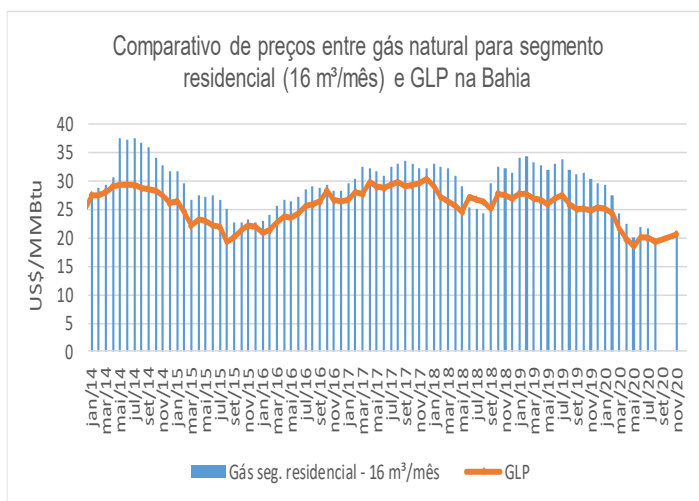
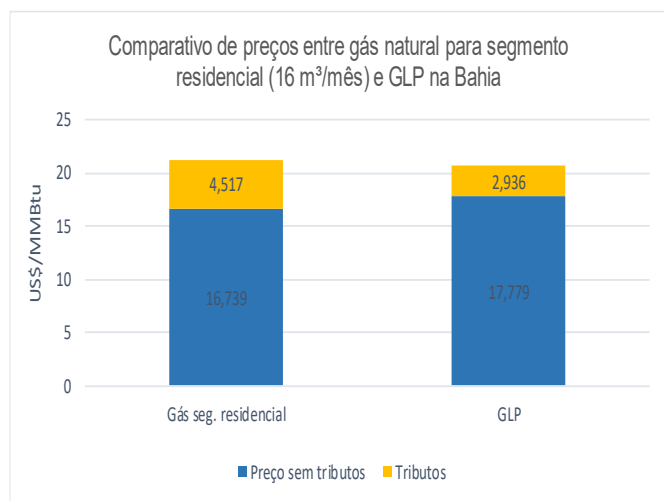
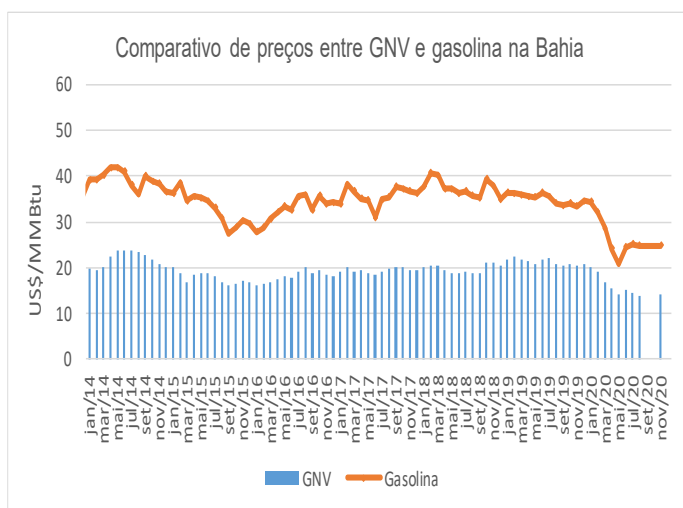
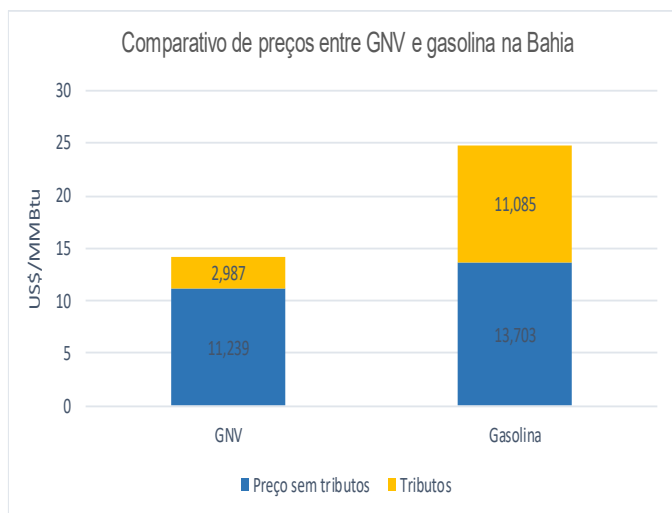
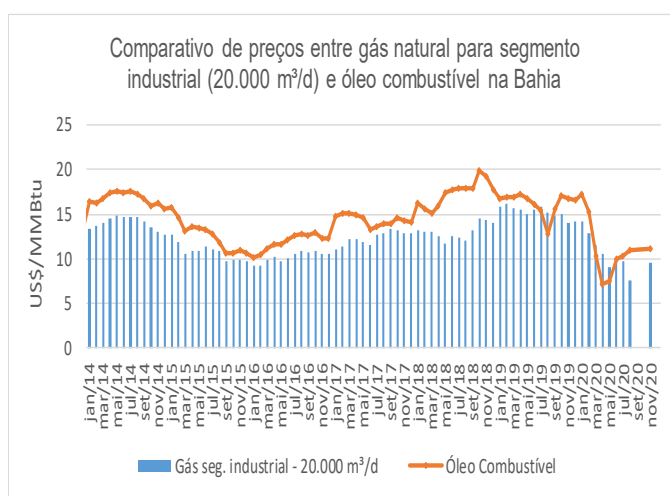
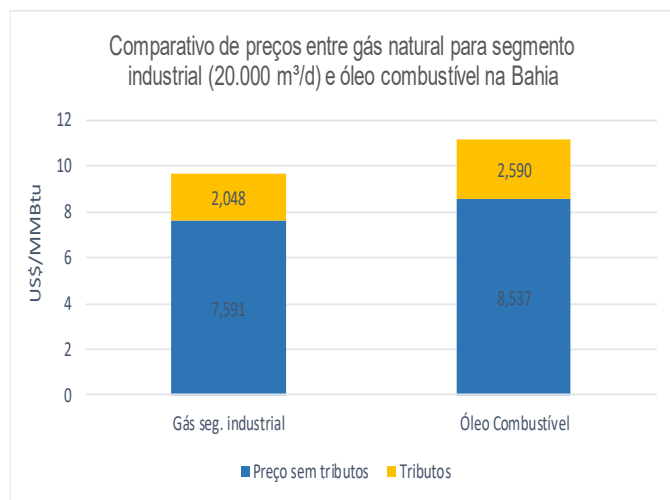
Comparativo de Preços de Gás Natural e GNL

O gráfico a seguir apresenta histórico comparativo de preços de gás natural.



Preços e Competitividade

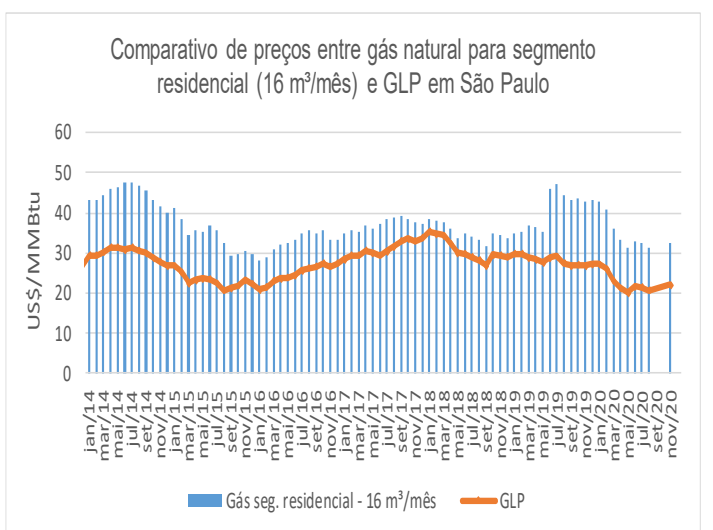
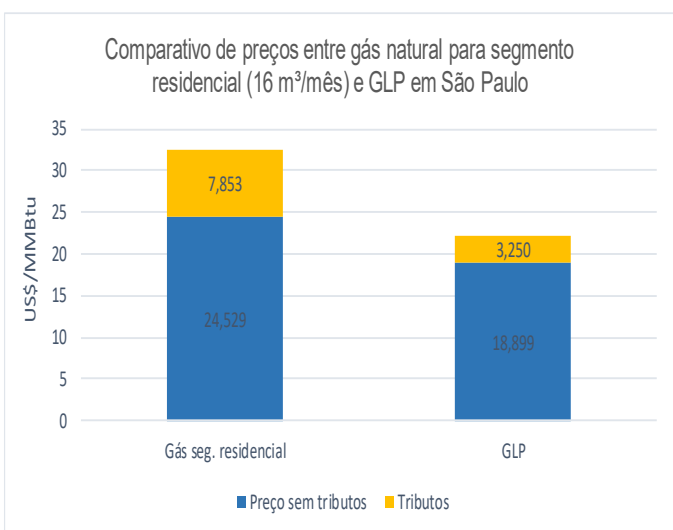
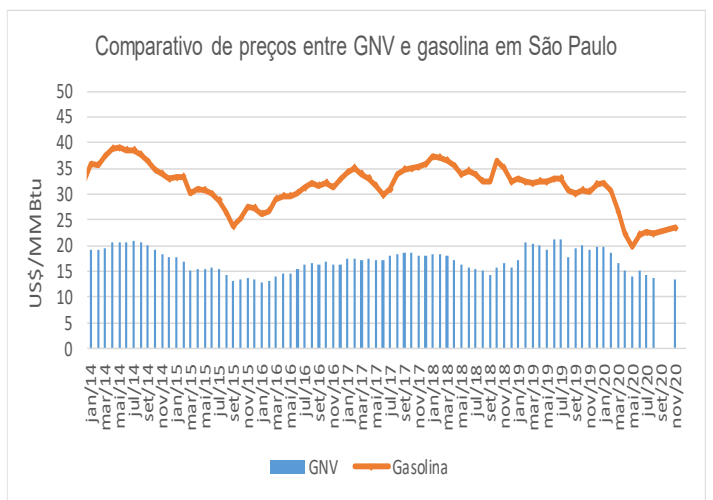
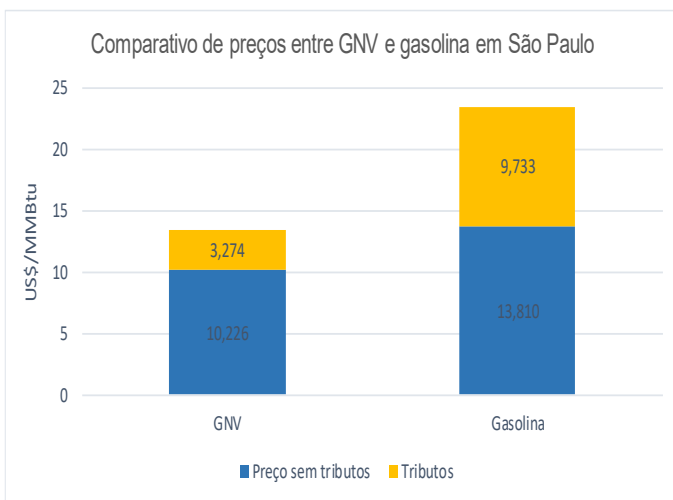
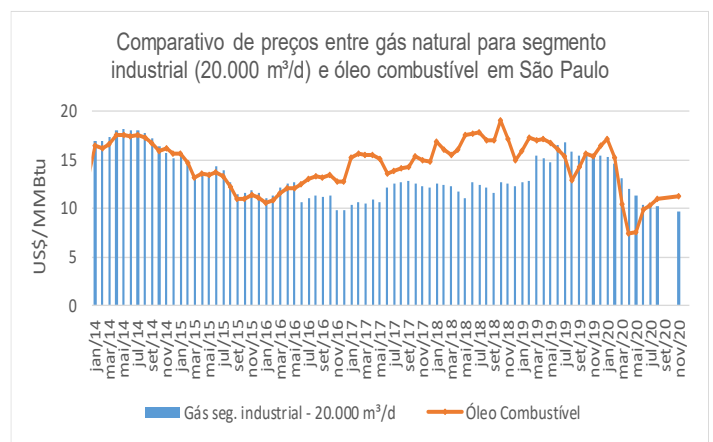
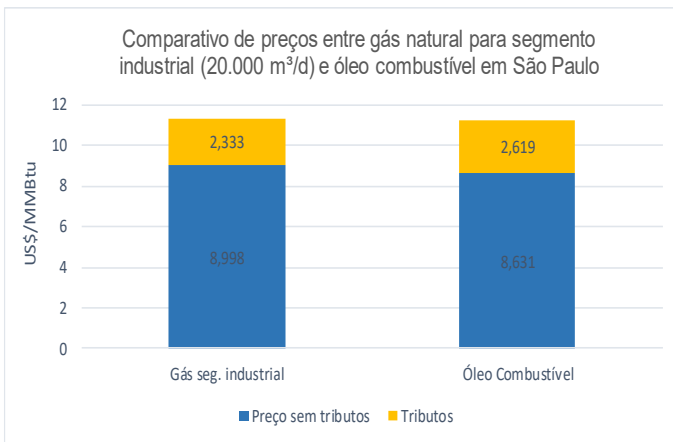
Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS) - preços ao consumidor final



Segundo informações da ANP, em função do término do contrato que vigeu até 17/8/2020 para a promoção do Levantamento de Preços de Combustíveis (LPC), e considerando a entrada em vigor do contrato para a promoção do LPC em 8/9/2020, não houve pesquisa de preços entre 23/8/2020 e 17/10/2020. Nesses meses, a linha em laranja apresenta uma tendência.

Preços e Competitividade

Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS) - preços ao consumidor final

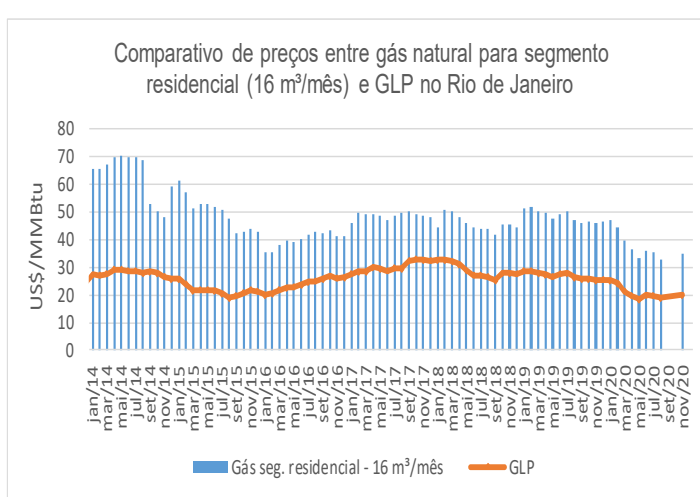
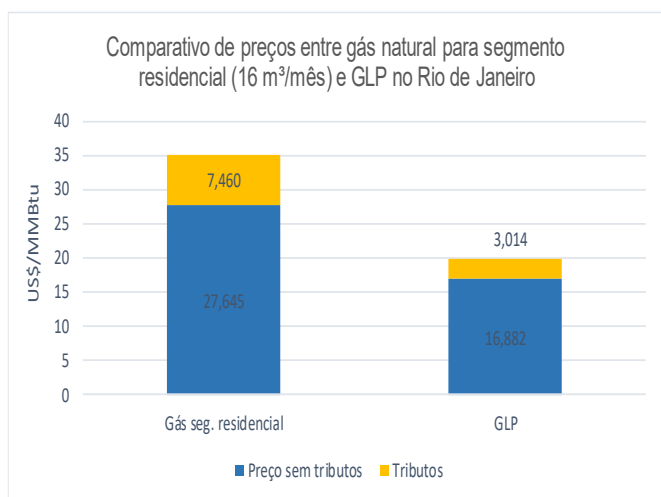
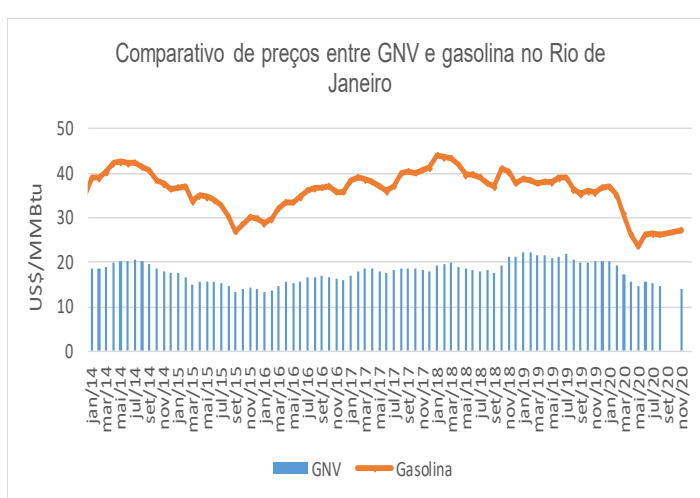
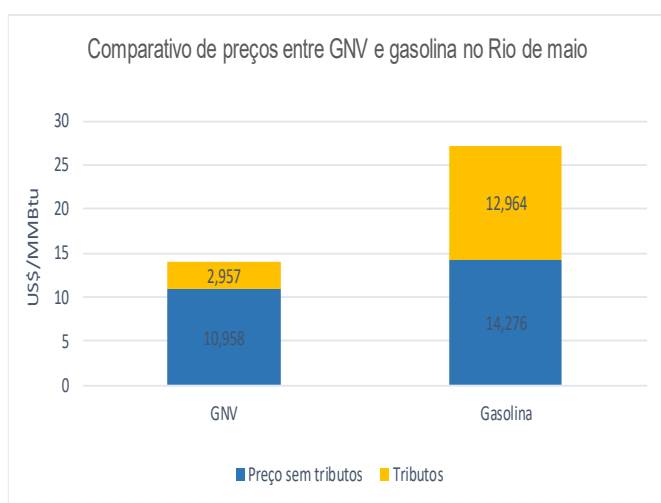


Segundo informações da ANP, em função do término do contrato que vigou até 17/8/2020 para a promoção do Levantamento de Preços de Combustíveis (LPC), e considerando a entrada em vigor do contrato para a promoção do LPC em 8/9/2020, não houve pesquisa de preços entre 23/8/2020 e 17/10/2020. Nesses meses, a linha em laranja apresenta uma tendência.

Preços e Competitividade

Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG) - preços ao consumidor final

Não é apresentada análise de competitividade entre óleo combustível e gás natural para o segmento industrial no Estado do Rio de Janeiro, visto que: i) o consumo médio de óleo combustível, em 2016, foi de 40,3 m³/d (equivalente a 44,4 mil m³/d de gás natural), contra o consumo de aproximadamente 2,6 milhões de m³/d de gás natural pelo segmento industrial; e ii) a Petrobras não possui precificação de óleo combustível na saída da refinaria. Por fim, ressalta-se que o consumo médio de óleo combustível no País foi de 9.130 m³/d, ou seja, o consumo do Estado do Rio de Janeiro representa 0,4% do total.



Segundo informações da ANP, em função do término do contrato que vigeu até 17/8/2020 para a promoção do Levantamento de Preços de Combustíveis (LPC), e considerando a entrada em vigor do contrato para a promoção do LPC em 8/9/2020, não houve pesquisa de preços entre 23/8/2020 e 17/10/2020. Nesses meses, a linha em laranja apresenta uma tendência.

Balancos Internacionais

Argentina (em milhões de m³/dia)

	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	123,26	122,18	128,83	135,19	130,23	132,28	126,62	116,74	124,47	126,02	126,83	125,64	122,83	121,87	115,69		124,47
Austral	29,02	29,26	31,56	33,39	31,40	32,18	31,22	29,38	32,68	32,73	32,201	31,772	31,91	32,06	31,08		31,69
Golfo San Jorge	15,63	14,65	13,56	12,83	12,11	12,20	12,36	12,00	11,56	11,27	10,908	10,598	11,05	10,98	10,85		11,44
Neuquina	71,15	71,55	77,79	84,20	81,66	82,80	78,10	70,49	75,45	77,28	78,964	78,616	75,12	74,03	69,09		76,51
Noroeste	7,32	6,58	5,78	5,05	4,91	4,96	4,80	4,73	4,66	4,62	4,622	4,514	4,62	4,65	4,54		4,69
Cuyana	0,14	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,14	0,13	0,12	0,130	0,137	0,13	0,13	0,13		0,14
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	96,19	96,41	101,91	108,24	105,52	102,52	100,03	89,59	101,12	102,26	103,62	102,62	101,12	99,50	93,38		100,12
IMPORTAÇÃO	29,93	31,14	26,71	18,98	10,90	13,56	15,26	10,46	37,66	73,48	38,54	31,33	22,56	15,34	14,15		25,75
Importação da Bolívia	15,73	18,13	16,35	14,32	10,24	13,25	15,26	10,46	37,66	36,74	19,63	19,09	15,82	14,18	14,15		18,77
Importação do Chile	0,98	0,78	0,59	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	18,83	18,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		3,35
Gasandes	0,74	0,75	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,83	18,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		3,35
Norandino	0,23	0,03	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Importação GNL	13,22	12,23	9,77	4,65	0,67	0,31	0,00	0,00	3,06	18,69	18,91	12,24	6,74	1,16	0,00		5,62
Bahía Blanca	6,11	6,06	4,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,28
Escobar	7,11	6,16	5,14	4,65	0,67	0,31	0,00	0,00	0,00	18,69	18,69	12,242	6,74	1,16	0,00		5,32
EXPORTAÇÃO	0,00	0,00	1,24	5,23	8,35	7,57	9,53	8,05	3,56	1,09	0,30	0,33	1,21	1,87	1,54		3,95
Fora do sistema de transporte	0,00	0,00	0,01	0,32	0,23	0,23	0,37	0,29	0,22	0,09	0,00	0,02	0,10	0,11	0,03		0,15
Dentro do sistema de transporte	0,00	0,00	1,22	4,92	8,12	7,34	9,16	7,76	3,34	0,99	0,30	0,31	1,11	1,77	1,52		3,79
CONSUMO INTERNO DE GÁS	122,29	122,45	119,81	118,94	111,15	116,29	109,29	95,63	111,62	129,80	132,80	124,52	115,52	106,26			115,29
Residencial + Ed. Oficiais + Subdistribuidoras	33,78	30,46	30,33	29,15	11,58	12,82	13,04	20,63	36,14	50,75	64,01	49,65	39,46	26,08			32,42
Comercial	3,82	3,46	3,47	4,01	2,37	2,68	2,59	2,85	3,03	4,30	5,14	4,20	3,75	3,05			3,40
Veicular	7,72	6,99	6,59	6,74	6,72	7,09	4,61	3,01	3,57	4,49	4,78	4,89	5,02	5,29			4,95
Geração Elétrica	43,82	47,28	47,06	41,36	44,78	43,77	44,38	39,22	41,36	40,30	26,89	33,93	35,18	38,81			38,86
Industriais	33,14	34,25	32,36	37,68	45,69	49,93	44,66	29,92	27,52	29,95	31,98	31,84	32,10	33,02			35,66

Fonte: Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina - ACIGRA

Balancos Internacionais

Bolívia (em milhões de m³/dia)

	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	58,31	56,66	53,00	46,76	51,29	43,52	40,89	28,21	35,63	42,40	46,34	47,86	47,86	50,26	51,77		44,19
Reinjeção	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Queima e perda	0,26	0,18	0,20	0,23	0,17	0,18	0,50	0,11	0,18	0,11	0,10	0,13	0,15	0,14	0,15		0,17
Consumo nas unidades de E&P	0,87	0,93	0,89	0,81	0,78	0,92	0,85	0,66	0,72	0,78	0,81	0,89	0,91	0,98	0,96		0,84
Convertido em líquido	0,74	0,46	0,42	0,37	0,41	0,36	0,34	0,26	0,29	0,33	0,34	0,35	0,37	0,39	0,39		0,35
Consumo no Transporte	1,86	1,92	2,14	2,28	0,77	2,02	1,21	1,06	1,69	1,29	1,76	1,58	2,30	2,43	2,43		1,69
DISPONIBILIZADO	54,58	53,17	49,35	43,07	49,17	40,03	38,00	26,12	32,75	39,90	43,33	44,91	44,14	46,33	47,85		41,14
CONSUMO INTERNO DE GÁS	11,07	11,43	11,41	10,75	10,20	9,65	8,93	4,89	5,48	7,58	8,06	8,37	9,92	9,86	11,24		8,56
Residencial	0,39	0,43	0,45	0,48	0,50	0,49	0,45	0,49	0,52	0,70	0,58	0,57	0,64	0,56	0,53		0,55
Comercial	0,15	0,16	0,17	0,18	0,18	0,18	0,15	0,10	0,08	0,10	0,13	0,11	0,14	0,14	0,15		0,13
Veicular	1,92	2,02	2,14	2,17	2,24	2,40	1,84	0,23	0,27	0,72	0,91	1,10	1,66	1,76	1,89		1,37
Geração Elétrica	5,81	5,51	5,07	4,41	4,13	3,86	3,82	2,64	3,31	3,93	3,99	4,17	4,58	4,64	5,87		4,09
Refinarias	0,33	0,36	0,31	0,26	0,25	0,24	0,27	0,18	0,19	0,23	0,25	0,24	0,25	0,23	0,19		0,23
Indústria	2,47	2,47	2,46	2,43	2,23	2,25	2,16	1,02	0,85	1,67	1,98	1,93	2,41	2,31	2,38		1,93
PSL's	0,00	0,47	0,81	0,83	0,67	0,22	0,24	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,24		0,27
EXPORTAÇÃO	43,51	41,74	37,94	32,32	38,96	30,38	29,06	21,22	27,28	32,33	35,27	36,54	34,22	36,48	36,61		32,58
BRASIL	28,06	23,65	21,86	17,59	28,50	16,93	13,94	10,77	10,65	14,74	16,10	17,68	18,60	20,34	20,31		17,14
ARGENTINA	15,43	17,74	16,09	13,97	10,26	13,20	15,13	10,45	15,66	17,59	19,02	18,50	15,62	13,99	14,06		14,86
San Matias (Int)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,36	0,00	2,14	2,24		0,48
Otros Mercados	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,97	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00		0,09

Fontes:

Datos Demanda de Gas Local : Estimados sobre la base de datos anteriores.

Balance PEB. Informacion ANH.

Datos de Producción : Informe Mensual de Producción Nacional de Gas Natural

Uruguai (em milhões de m³/dia)

	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	2020												Média 2020
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
IMPORTAÇÃO	0,17	0,14	0,14	0,14	0,06	0,07	0,07	0,07	0,15	0,22	0,27	0,21	0,20	0,14	0,08		0,14
Argentina	0,17	0,14	0,14	0,14	0,06	0,07	0,07	0,07	0,15	0,22	0,27	0,21	0,20	0,14	0,08		0,14
OFERTA DE GÁS	0,17	0,14	0,14	0,14	0,06	0,07	0,07	0,07	0,15	0,22	0,27	0,21	0,20	0,14	0,08		0,14
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,17	0,19	0,18	0,26	0,16	0,12	0,14	0,10	0,13	0,20	0,30	0,30	0,30	0,26	0,20		0,20
Residencial	0,08	0,06	0,08	0,07	0,02	0,01	0,02	0,02	0,05	0,12	0,19	0,16	0,17	0,11	0,05		0,08
Comercial	0,06	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,05	0,04	0,04	0,05	0,07	0,06	0,08	0,06	0,05		0,05
Veicular	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Geração Elétrica	0,00	0,03	0,01	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Industriais	0,01	0,01	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,05		0,03
Consumo próprio setor energético	0,02	0,02	0,00	0,01	0,07	0,04	0,04	0,01	0,00	0,00	0,01	0,05	0,03	0,06	0,04		0,03

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería.

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Plataformas de Produção por Campo

A tabela a seguir a correlaciona os campos e as plataformas de produção. Destaca-se que uma única plataforma pode produzir gás natural de mais de um campo e, por outro lado, um único campo pode possuir mais de uma plataforma de produção.

Nome	Campo	Nome	Campo
FPSO ESPIRITO SANTO	ABALONE	PETROBRAS 69	LULA
PLATAFORMA DE AGULHA 1	AGULHA	PETROBRAS 09	MALHADO
PETROBRAS 25	ALBACORA	PLATAFORMA DE CHERNE-2	MALHADO
PETROBRAS 31	ALBACORA	PLATAFORMA DE MANATI 1	MANATI
PETROBRAS 50	ALBACORA	PETROBRAS 08	MARIMBÁ
PETROBRAS 50	ALBACORA LESTE	PETROBRAS 18	MARLIM
PLATAFORMA DE CHERNE-1	ANEQUIM	PETROBRAS 19	MARLIM
PLATAFORMA DE ARABAIANA 1	ARABAIANA	PETROBRAS 20	MARLIM
PLATAFORMA DE ARATUM 1	ARATUM	PETROBRAS 26	MARLIM
FPSO ESPIRITO SANTO	ARGONAUTA	PETROBRAS 33	MARLIM
FPSO PETROJARLI	ATLANTA	PETROBRAS 35	MARLIM
PLATAFORMA DE ATUM 1	ATUM	PETROBRAS 37	MARLIM
PLATAFORMA DE ATUM 2	ATUM	FPSO CIDADE DE NITEROI	MARLIM LESTE
PLATAFORMA DE ATUM 3	ATUM	PETROBRAS 53	MARLIM LESTE
PLATAFORMA DE CHERNE-1	BAGRE	PETROBRAS 26	MARLIM SUL
PETROBRAS 58	BALEIA ANÃ	PETROBRAS 40	MARLIM SUL
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	BALEIA AZUL	PETROBRAS 51	MARLIM SUL
PETROBRAS 58	BALEIA AZUL	PETROBRAS 56	MARLIM SUL
PETROBRAS 58	BALEIA FRANCA	PLATAFORMA DE MERLUZA	MERLUZA
PETROBRAS 43	BARRACUDA	PLATAFORMA DE MEXILHÃO	MEXILHÃO
PETROBRAS 48	BARRACUDA	PLATAFORMA DE NAMORADO-1	NAMORADO
FPSO CIDADE DE ITAJAÍ	BAÚNA	PLATAFORMA DE NAMORADO-2	NAMORADO
FPSO FLUMINENSE	BIJUPIRÁ	FPSO PIONEIRO DE LIBRA	MERO
PLATAFORMA DE ENCHOVA	BONITO	PLATAFORMA OESTE DE UBARANA 1	OESTE DE UBARANA
PETROBRAS 74	BÚZIOS	FPSO ESPIRITO SANTO	OSTRA
PETROBRAS 75	BÚZIOS	PLATAFORMA DE PAMPO-1	PAMPO
PETROBRAS 76	BÚZIOS	PETROBRAS 61	PAPA-TERRA
FPSO CAPIXABA	CACHALOTE	PETROBRAS 63	PAPA-TERRA
PLATAFORMA PCB-01 DE CIOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE CHERNE-1	PARATI
PLATAFORMA PCB-02 DE CIOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE PARGO-1A	PARGO
PLATAFORMA PCB-04 DE CIOBA	CAIOBA	Peregrino A	PEREGRINO
PLATAFORMA PCM-01 DE CAMORIM	CAMORIM	Peregrino B	PEREGRINO
PLATAFORMA PCM-02 DE CAMORIM	CAMORIM	PEROA	PEROÁ
PLATAFORMA PCM-03 DE CAMORIM	CAMORIM	PLATAFORMA DE PESCADA 1B	PESCADA
PLATAFORMA PCM-07 DE CAMORIM	CAMORIM	PLATAFORMA DE PESCADA 2	PESCADA
FPSO CIDADE DE VITÓRIA	CANAPU	PLATAFORMA DE PIRANEMA	PIRANEMA
PEROA	CANGOÁ	Polvo A	POLVO
PLATAFORMA DE CARAPEBA-I	CARAPEBA	PETROBRAS 52	RONCADOR
PLATAFORMA DE CARAPEBA-II	CARAPEBA	PETROBRAS 54	RONCADOR
PETROBRAS 43	CARATINGA	PETROBRAS 55	RONCADOR
PETROBRAS 48	CARATINGA	PETROBRAS 62	RONCADOR
PLATAFORMA DE CHERNE-1	CHERNE	FPSO Fluminense	SALEMA
PLATAFORMA DE CHERNE-2	CHERNE	FPSO CIDADE DE ILHA BELA	SAPINHOÁ
PLATAFORMA DE CIOBA 1	CIOBA	FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	SAPINHOÁ
PETROBRAS 09	CONGRO	FPSO CIDADE DE SÃO VICENTE	SURURU
PLATAFORMA DE CHERNE-2	CONGRO	FPSO CIDADE DE SANTOS	TAMBAÚ
PLATAFORMA DE NAMORADO-1	CONGRO	FPSO CIDADE DE CAMPOS DOS GOYTACAZES	TARTARUGA VERDE
PETROBRAS 09	CORVINA	FPSO RIO DAS OSTRAS	TARTARUGA VERDE
PLATAFORMA DE CURIMÃ 1	CURIMÃ	FPSO OSX1	TUBARÃO AZUL
PLATAFORMA DE CURIMÃ 2	CURIMÃ	FPSO OSX3	TUBARÃO MARTELO
PLATAFORMA DE ENCHOVA	ENCHOVA	PLATAFORMA DE UBARANA 1	UBARANA
PLATAFORMA DE ENCHOVA	ENCHOVA OESTE	PLATAFORMA DE UBARANA 10	UBARANA
PLATAFORMA DE ESPADA 1	ESPADARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 11	UBARANA
FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO	ESPADARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 12	UBARANA
FPSO FRADE	FRADE	PLATAFORMA DE UBARANA 13	UBARANA
PLATAFORMA DE GAROUPA	GAROUPA	PLATAFORMA DE UBARANA 15	UBARANA
PLATAFORMA DE GAROUPA	GAROUPINHA	PLATAFORMA DE UBARANA 2	UBARANA
FPSO CIDADE DE VITÓRIA	GOLFINHO	PLATAFORMA DE UBARANA 3	UBARANA
FPSO CAPIXABA	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 4	UBARANA
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 5	UBARANA
PETROBRAS 57	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 6	UBARANA
PETROBRAS 58	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 7	UBARANA
PLATAFORMA DE MERLUZA	LAGOSTA	PLATAFORMA DE UBARANA 8	UBARANA
FPSO CIDADE DE CARAGUATATUBA	LAPA	PLATAFORMA DE UBARANA 9	UBARANA
PLATAFORMA DE PAMPO-1	LINGUADO	FPSO CIDADE DE SANTOS	URUGUÁ
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS	LULA	PLATAFORMA DE VERMELHO-I	VERMELHO
FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ	LULA	PLATAFORMA DE VERMELHO-II	VERMELHO
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA	LULA	PLATAFORMA DE VERMELHO-III	VERMELHO
FPSO CIDADE DE MARICÁ	LULA	PLATAFORMA DE GAROUPA	VIOLA
FPSO CIDADE DE PARATY	LULA	PETROBRAS 20	VOADOR
FPSO CIDADE DE SAQUAREMA	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 1	XARÉU
PETROBRAS 66	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 3	XARÉU
PETROBRAS 67	LULA		

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Gasodutos de Escoamento da Produção e de Transferência

A ANP publicou em seu sítio eletrônico a lista de gasodutos de escoamento da produção (254 dutos, totalizando 4.650 km) e de gasodutos de transferência (5 dutos, totalizando 30 km). Maior detalhamento pode ser obtido por meio do seguinte link:

<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=52087>

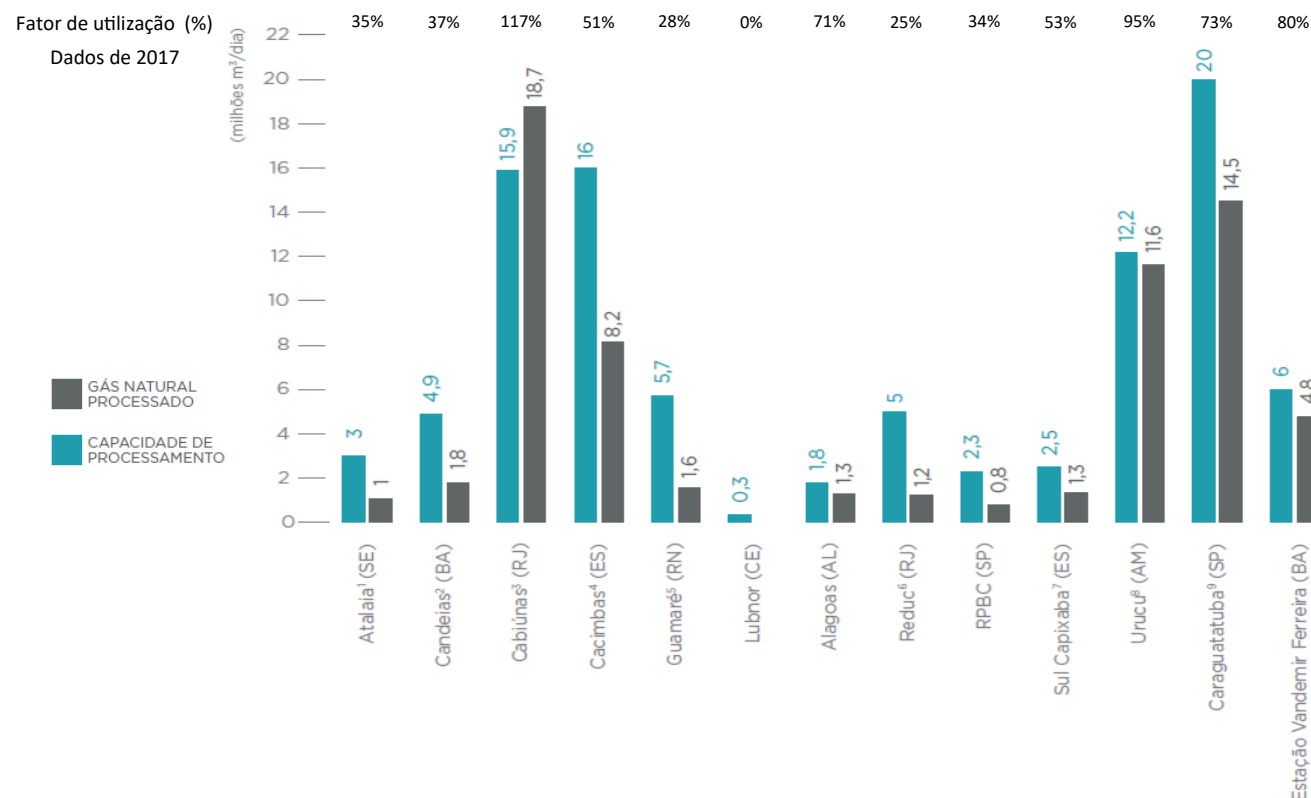
situado na página: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>

Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil

UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL			
Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal 2020 (MM m ³ /dia)
Urucu	Coari (AM)	1993	12,20
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	0,35
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5,70
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1,80
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	3,00
Candeias	Candeias (BA)	1972	2,90
Santiago2	Pojuca (BA)	1962	2,00
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6,00
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	18,10
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2,50
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5,00
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	25,16
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2,30
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20,00
Caburé	Caburé (BA)	2020	0,50
Eneva*	Santo Antônio dos Lopes (MA)	2013	8,50
Total			116,01

Fonte: ANP

* Considera-se equiparável a UPGN uma vez que seria capaz de especificar o gás natural de acordo com a Resolução ANP nº 16/2008 após ajustes operacionais.



Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018, ANP.

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Gasodutos de Transporte no Brasil

Denominação do Gasoduto de Transporte	Origem x Destino	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação	Diâmetro (polegadas)	Vazão Máxima Autorizada (m³/dia)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Atalaia - Santiago/Catu	Atalaia (SE) x Catu (BA)	1974	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.008.000	230,0	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari I	Santiago (BA) x Camaçari (BA)	1975	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.000.021	32,0	sem exclusividade
Atalaia - FAFEN	Atalaia (SE) x Laranjeiras (SE)	1980	Aut. nº 335 de 17/07/2012	14	1.500.000	29,0	sem exclusividade
Candeias - Camaçari	São Francisco do Conde (BA) x Camaçari (BA)	1981	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.000.000	37,0	sem exclusividade
Ramal Campos Eliseos II/Ramal de 16"	Duque de Caxias (RJ)	1982	Aut. nº 163, de 14/02/2013	16	14.700.000	2,7	sem exclusividade
Cabúnas - Reduc I (GASDUC I)	Cabúnas (RJ) x REDUC (RJ)	1982	Aut. nº 7, de 6/3/1998	16	4.250.000	183,0	n/a
		2012	Aut. nº 236, de 21/5/2012	n/d	n/d	-183,0	
Lagoa Parda - Aracruz	Linhares (ES) x Aracruz (ES)	1983	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	657.778	38,0	sem exclusividade
Aracruz - Serra	Aracruz (ES) x Serra (ES)	1984	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	554.595	62,0	sem exclusividade
		2013	Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 Desp. Sup. nº 769, de 18/7/2013			-21,0	
Reduc - Esvol	Duque de Caxias (RJ) x Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	3.145.000	95,2	sem exclusividade
Guamaré - Cabo	Guamaré (RN) x Cabo (PE)	1986 (Trecho Guamaré Cabo)	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	731.000	424,0	sem exclusividade
		2010 (Trecho Variante Nordestão)	Aut. nº 399, de 01/09/2011	12	2.721.000	31,8	
Escol - Tevol	Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.275.000	5,5	sem exclusividade
Escol - São Paulo (GASPAL I)	Pirai (RJ) x Mauá (SP)	1988	Aut. nº 7, de 6/3/1998	22	2.550.000	325,7	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari II	Santiago (BA) x Camaçari (BA)	1992	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	1.800.000	32,0	sem exclusividade
RBPC - Capuava (GASAN I)	Cubatão (SP) x São Bernardo do Campo (SP)	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.530.000	37,0	sem exclusividade
RBPC-Comgás	Cubatão (SP)	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.275.000	1,5	sem exclusividade
Reduc - Regap	Duque de Caxias (RJ) x Betim (MG)	1996	Aut. nº 7, de 6/3/1998	16	680.000	357,0	sem exclusividade
Serra - Viana (GASVIT)	Serra (ES) x Viana (ES)	1997	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	135.000	46,0	n/a
		2009	Aut. nº 51, de 2/2/2012	8	n/d	1,95	
		2012	Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 ⁴	8	n/d	-41,2	
		2012		8	n/d	-1,95	
		2012		n/d	n/d	-4,80	
Guamaré - Pecém	Guamaré (RN) x Pecém (CE)	1998 (Trecho Guamaré - Aracati e Trecho Aracati - Maracaná)	Aut. nº 45, de 22/3/2000	12 / 10	n/d	382,0	sem exclusividade
Gasoduto Bolívia - Brasil (GASBOL)	Trecho Norte: Corumbá (MS) x Guararema (SP)	1999	Aut. nº 13, de 3/2/1999	24 a 32	n/d	1417,0	sem exclusividade
	Trecho Sul: Paulínia (SP) x Canoas (RS)	2000	Aut. nº 37, de 22/3/2000	16 a 24	n/d	1176,0	
Uruguaiana - Porto Alegre (Trechos I e III)	Trecho I: Uruguaiana (RS)	2000	Trecho I - Aut. nº 91, 6/6/2000	24	n/d	25,0	sem exclusividade
	Trecho III: Canoas (RS) x Triunfo (RS)		Trecho III - Aut. nº 116, 11/07/2000			25,0	
Pilar - Cabo	Pilar (AL) x Cabo (BA)	2001	Aut. nº 120, de 25/7/2001	12	1.700.000	203,6	sem exclusividade
Lateral Cuiabá	Cáceres (MT) x Cuiabá (MT)	2001	Aut. nº 118, 17/7/2001	18	2.800.000	267,0	sem exclusividade
Betim-Ibitiré (Ramal Ibitiré)	Betim (MG)	2002	Aut. nº 40, de 27/2/2002	12	2.000.000	0,1	n/a
		2015	Desp. Dir. Geral nº 313, de 9/3/2015 ¹	14	n/d	-0,1	
Candeias - Aratu (Trecho Candeias - Dow Química)	São Francisco do Conde (BA) x Aratu (BA)	2003	Aut. nº 161, de 18/7/2003	14	n/d	15,4	sem exclusividade
Santa Rita - São Miguel de Taipu	Santa Rita (PB) x São Miguel (PB)	2005	Aut. nº 370, de 29/9/2005	8	450.000	25,0	sem exclusividade
Dow - Aratu - Camaçari	Aratu (BA) x Camaçari (BA)	2006	Aut. nº 237, de 1/9/2006	14	2.290.000	27,0	sem exclusividade
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE) x Itaporanga D'Ajuda (SE)	2007	Aut. nº 86, de 15/5/2007	14	3.000.000	29,0	2017
Cacimbas - Vitória	Linhares (ES) x Vitória (ES)	2007	Aut. nº 446, de 10/10/2011	26	20.000.000	116,7	2017
			Aut. nº 446, de 10/10/2011	16		12,7	
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE) x Pilar (AL)	2007	Aut. nº 838, de 18/11/2013	26	10.000.000	176,7	2017
Catu - Carmópolis	Itaporanga D'Ajuda (SE) x Carmópolis (SE)	2007	Aut. nº 760, de 7/10/2013	26	12.000.000	67,8	2017
	Catu (BA) x Itaporanga D'Ajuda (SE)	2008		26		197,2	
Açu - Serra do Mel	Serra do Mel (RN) x Alto do Rodrigues (RN)	2008	Aut. nº 60, de 10/2/2012	14	2.740.000	31,4	2018
Cabúnas - Vitória (GASCAV)	Macaé (RJ) x Serra (ES)	2008	Aut. nº 445, de 18/5/2015	28	20.000.000	300,0	2018
Campinas - Rio (GASCAR)	Paulínia (SP) x Japeri (RJ)	2008	Aut. nº 440, de 30/9/2011	28	18.600.000	450,0	2018
Fafen-Sergás (Ramal)	Divina Pastora (SE) x Laranjeiras (SE)	2009	Aut. nº 579, de 27/12/2011	8	1.800.000	22,7	2019
Cabúnas - Reduc III (GASDUC III)	Macaé (RJ) x Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 274, de 22/7/2014	38	40.000.000	180,0	2019
Japeri - Reduc (GASJAP)	Japeri (RJ) x Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 402, de 25/9/2014	28	25.300.000	45,3	2019
Campos Eliseos - Anel de Gás Residual (Ramal)	Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 771, de 10/10/2013	20	14.700.000	2,3	2019
Urucu - Coari (GARSOL)	Urucu (AM) x Coari (AM)	2009	Aut. nº 486, de 23/10/2012	18	6.850.000	279,0	2019
Coari-Manaus	Coari (AM) x Manaus (AM)	2009	Aut. nº 673, de 12/11/2010	20 - linha	6.850.000	383,0	2019
				3 a 14 - ramais		15.000 a 4.000.000	
Cacimbas - Catu (GASCAC)	Linhares (ES) x Pojuca (BA)	2010	Aut. nº 146, de 24/3/2010	28	20.000.000	946,0	2020
Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP) x Jacutinga (MG)	2010	Aut. nº 23, de 14/1/2010	14	5.000.000	93,0	2020
Interligação GASCAV - UTG Sul Capixaba (Ramal)	Anchieta (ES)	2010	Aut. nº 904, de 24/12/2013	10	2.000.000	9,7	2020
Rio de Janeiro - Belo Horizonte (GASBEL II)	Volta Redonda (RJ) x Queluzito (MG)	2010	Aut. nº 623, de 8/10/2010	18	5.000.000	267,0	2020
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL) x Ipojuca (PE)	2010	Aut. nº 36, 25/1/2011	24	15.000.000	187,0	2020
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP) x Taubaté (SP)	2011	Aut. nº 150, 30/3/2011	28	17.000.000	98,0	2021
Guararema - São Paulo (GASPAL II)	Guararema (SP) x São Paulo (SP)	2011	Aut. nº 456, de 13/10/2011	22	12.000.000	54,0	2021
São Paulo - São Bernardo do Campo (GASAN II)	São Paulo (SP) x São Bernardo do Campo (SP)	2011	Aut. nº 444, de 6/10/2011	22	7.100.000	38,0	2021
Extensão total da malha de transporte						9.409,0	

Notas:

1) O Despacho da Diretoria Geral informa a extensão do gasoduto igual a 1,6 km, entretanto no cálculo da extensão da malha total foi considerado o valor que consta na relação de gasodutos de transporte publicada pela ANP (0,1 km).

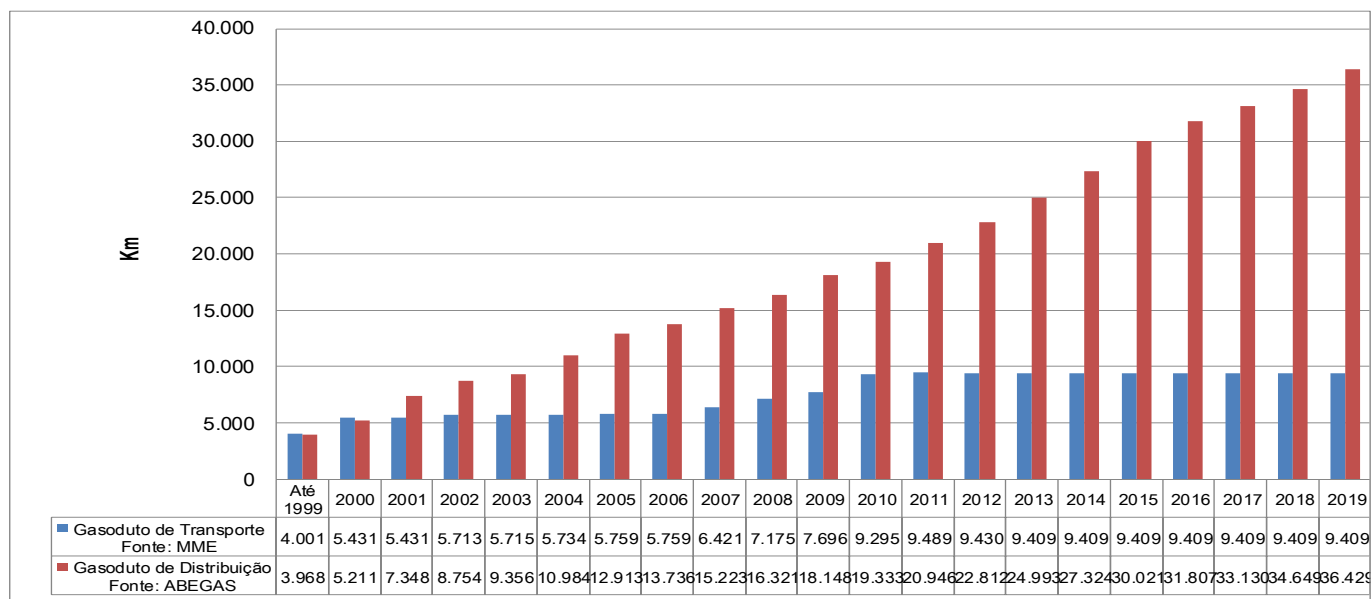
2) n/a = não aplicável (gasoduto deixou de integrar a malha de transporte).

3) n/d = não definido na Autorização.

4) Na Autorização nº 7, de 6 de março de 1998, consta a extensão de 46 km, já no Despacho da Diretoria Geral consta a reclassificação do gasoduto de 41,2 km. Assim, no cálculo da extensão total da malha de transporte a diferença de 4,8 km foi considerada com desativação.

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição



Gasodutos no Exterior, por onde é realizada a importação para o Brasil

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Trecho Boliviano - GTB ⁽¹⁾	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano ⁽²⁾	Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguiana	Trecho Argentino - TGM ⁽³⁾	Aldea Brasileira (Argentina) Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
TOTAL			1.369,0			

(1) TBG - dez/05

(2) www.gasorienteboliviano.com

(3) <http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Trim/08-027/Gasoductos.pdf>

TGM: Transportadora de Gas del Mercosur

GTB: Gás TransBoliviano S.A.

* Capacidade líquida de transporte, não inclui o gás natural consumido na movimentação

Terminais de GNL Existentes no Brasil

Configuração dos terminais a partir de 11/10/2018				
	Terminal de Pecém	Terminal da Baía de Guanabara	Terminal da Bahia ⁽¹⁾	Terminal de Sergipe - Celse ⁽²⁾
Capacidade de movimentação de gás natural no terminal (milhões de m³/dia)	7,00	30,00	20,00	21,00
Início da operação do Terminal	janeiro-09	abril-09	janeiro-14	novembro-19
Navio regaseificador	Experience		Golar Winter	Golar Nanook
Capacidade de regaseificação do navio (milhões de m³/dia)	22,65	30,00	14,16	21,00
Capacidade de armazenamento do navio (m³ de GNL)	173.000		138.000	170.000
(1) A Autorização ANP nº 607, de 16/07/2018, possibilitou que a Petrobras opere o Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia - TRBa com vazão máxima de 20 milhões de m³/d.				
(2) Autorizações de pré-operação nº 854/2019 e 314/2020				

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Usinas Termelétricas a Gás Natural no Brasil							
UTES em Operação							
Usina	Composição de Máquinas	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Compromisso de Geração (MW)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	1x150 (GN) + 1x76 (VAPOR)	cc	GN	226	4,38	MG	212
Seropédica (Antiga Barbosa Lima Sobrinho)	8x48,2 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349
Cuiabá (Antiga Mario Covas)	2x167,34 (GN/Diesel)	cc	GN/OD	529	4,57	MT	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	1x198 (GN) + 1x51 (VAPOR)	cc	GN	250	5,28	SP	206
Nova Piratininga (Antiga Fernando Gasparian)	1x97,3 (GN) + 1x96,5 (GN) + 1x96,4 (GN) + 1x95,9 (GN)	cc	GN	565	5,02	SP	357
Termorio (Antiga Gov. Leonel Brizola)	3x108 (GN) + 2x109 (GN) + 1x106(GN)	ccv	GN	1.058	4,89	RJ	998
Juiz de Fora	2x43,5 (GN)	ca	GN/ET	87	5,98	MG	79
Luiz O. R. de Melo (Ex-Linhares)	1x204 (GN)	ca	GN	204	5,66	ES	-
Três Lagoas (Antiga Luiz Carlos Prestes) ⁽¹⁾	1x64,3 (GN) + 1x64,0 (GN) + 1x64,2 (GN) + 1x65,8 (GN) 1x116 (vapor)	ca	GN	385	7,46	MS	241
Santa Cruz		cc	GN	200	4,26	RJ	-
Termomacae (Antiga Mário Lago)	20x46,13 (GN)	ca	GN	923	5,86	RJ	885
Willian Arjona	2x50 (GN/Diesel)	ca	GN/OD	206	7,34	MS	-
Baixada Fluminense		cc	GN	530	-	RJ	-
Norte Fluminense - Preço 1							400
Norte Fluminense - Preço 2							100
Norte Fluminense - Preço 3							200
Norte Fluminense - Preço 4							85
TOTAL Sudeste/Centro-Oeste		-		6.411	-	-	4.111
Canoas (Antiga Sepé Tiaraju)	1x160,6 (GN/DIESEL) + 1x88 (VAPOR)	cc	GN/OC	249	4,25	RS	147
Uruguiana ⁽²⁾	2x187,65 (GN) + 1x264,6 (VAPOR)	cc	GN/OD	640	4,37	RS	-
Araucária	2x161 (GN) + 1x161 (VAPOR)	cc	GN	484	4,57	PR	458
TOTAL Sul		-		1.373	-	-	605
Camaçari	5x69 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	347	7,77	BA	-
Termobahia (Antiga Celso Furtado)	1x185,89 (GN)	cav	GN	186	7,40	BA	150
Vale do Açú (Antiga Jesus Soares Pereira)	2x183 (GN)	cav	GN	368	6,43	RN	285
Termocamaçari (Antiga Rômulo Almeida)	2x26,7 (GN) + 1x28,6 (GN)	cav	GN	138	6,24	BA	125
Termo Ceará	4x60,5 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	242	6,56	CE	217
Termofortaleza	2x111,9 (GN)	cc	GN	347	4,78	CE	327
Termopernambuco	164,7 (GN) + 160,3 (GN)	cc	GN	533	4,02	PE	494
Prosperidade I	3x9,34 (GN)	ca	GN	28	n/d	BA	23
TOTAL Nordeste		-		2.188	-	-	1.621
Maranhão III ⁽³⁾	2x169 (GN) + 1x181 (vapor)	cc	GN	519	3,85	MA	-
Maranhão IV ⁽⁴⁾	2x169 (GN)	ca	GN	338	5,91	MA	-
Maranhão V ⁽⁴⁾	2x169 (GN)	ca	GN	338	5,91	MA	-
MC2 Nova Venécia		ca	GN	176	5,91	MA	-
Bloco Mauá III		ca	GN/OC	120	n/d	AM	100
Aparecida		ca	GN/OC	166	n/d	AM	65
Cristiano Rocha		Motor	GN/OC	85	n/d	AM	65
Manauara		Motor	GN/OC	85	n/d	AM	60
Gera		Motor	GN/OC	85	n/d	AM	60
Jaraquí		Motor	GN/OC	75	n/d	AM	60
Tambaqui		Motor	GN/OC	75	n/d	AM	60
Mauá III	2x187,5 (GN) + 1x211,65 (vapor)	cc	GN	591	4,44	AM	507
Porto Sergipe I		cc	GN	1.551	n/d	SE	837
TOTAL Norte Interligado		-		4.206	-	-	1.814
TOTAL GERAL		-		14.178	-	-	8.152

LEGENDA:

ca - Turbina em Ciclo Aberto

cav - Turbina em Ciclo Aberto com produção de vapor

cc - Turbina em Ciclo Combinado

ccv - Turbina em Ciclo Combinado com produção de vapor

Motor - Motor a gás natural

GN - Gás natural

OC - Óleo Combustível

OD - Óleo Diesel

ET - Etanol

NOTAS:

(1) Aumento de potência instalada após Despacho nº 1.111 da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, de 04 de abril de 2012.

(2) UTE Uruguiana indisponível após término da carga de GNL transportada por força do Segundo Aditivo ao Memorando de Entendimento assinado entre Brasil e Argentina.

(3) UTE Maranhão III em geração por substituição às UTEs Maranhão IV e V, conforme Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta assinado com ANEEL.

Legislação do Setor

⇒ **Lei do Gás:** Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.

⇒ **Decreto de Regulamentação:** Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018 e Decreto nº 9.934 de 24 de julho de 2019.

⇒ **Resoluções CNPE**

- Resolução nº 8, de 8 de dezembro de 2009 (Diretrizes para a exportação de cargas ociosas de Gás Natural Liquefeito - GNL).
- Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016 (Diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil).
- Resolução nº 17, de 8 de junho de 2017 (Política de exploração e produção de petróleo e gás natural)
- Resolução nº 15, de 29 de outubro de 2018 (Política de comercialização do petróleo e do gás natural da União).
- Resolução nº 4, de 9 de abril de 2019 (Institui o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil).
- Resolução nº 16, de 24 de julho de 2019 (Estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural).

⇒ **Portarias do MME**

- Portaria nº 67, de 1º de março de 2010 (Procedimentos para obtenção de autorização para exportação de cargas ociosas de GNL no mercado de curto prazo).
- Portaria nº 472, de 5 de agosto de 2011 (Diretrizes para o processo de chamada pública).
- Portaria nº 94, de 5 de março de 2012 (Procedimentos de provocação por terceiros para a construção ou a ampliação de gasodutos de transporte).
- Portaria nº 232, de 13 de abril de 2012 (Procedimentos para obtenção de autorizações para importação de gás natural).
- Portaria nº 130, de 24 de abril de 2013 (Regras e procedimentos para a solicitação e o recebimento, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de dados dos agentes da indústria do gás natural e demais interessados para fins de elaboração dos Estudos de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário).
- Portaria nº 206, de 12 de junho de 2013 (Procedimentos para aprovação de projetos de investimento na área de infraestrutura de petróleo, de gás natural e de biocombustíveis, geridos e implementados por Sociedade de Propósito Específico - SPE e concessionárias e autorizadas).
- Portaria MME nº 390, de 31 de outubro de 2013 (Altera a Portaria MME nº 206, de 12 de junho de 2013).
- Portaria MME nº 410, de 8 de agosto de 2014 (Altera a Portaria MME nº 206, de 12 de junho de 2013).
- Portaria nº 317, de 13 de setembro de 2013 (Proposição, mediante provocação da Petrobras, a construção do Gasoduto de Transporte entre os Municípios de Itaboraí e Guapimirim, no Estado do Rio de Janeiro).
- Portaria nº 128, de 26 de março de 2014 (Aprova o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País - PEMAT 2022).

⇒ **Portarias da ANP**

- Portaria ANP nº 249, de 1º de novembro de 2000 (Questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural, com os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de *royalties* e estabelece parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural).
- Portaria ANP nº 1, de 6 de janeiro de 2003 (Procedimentos para o envio das informações referentes às atividades de transporte e de compra e venda de gás natural ao mercado, aos Carregadores e à ANP).
- Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011 (Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos de Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT).
- Resolução ANP nº 44, de 18 de agosto de 2011 (Procedimentos gerais para a declaração de utilidade pública das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, dutos e terminais, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa).
- Resolução ANP nº 50, de 23 de setembro de 2011 (Informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais).
- Resolução ANP nº 51, de 29 de setembro de 2011 (Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador).
- Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011 (Regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382/2010, e o registro de contratos de compra e venda de gás natural).
- Resolução ANP nº 42, de 10 de dezembro de 2012 (Diretrizes e regras para o compartilhamento de infraestruturas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis).
- Resolução ANP nº 37, de 04 de outubro de 2013 (Critérios para a caracterização da Ampliação da Capacidade de Transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares - Componentes e Complementos).
- Resolução ANP nº 51, de 23 de dezembro de 2013 (Regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União).
- Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014 (Regulamenta os critérios para cálculo das Tarifas de Transporte referentes aos Serviços de Transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização).
- Resolução ANP nº 39, de 30 de julho de 2014 (Aprova o Regulamento sobre os procedimentos para a realização de licitação para a concessão da atividade de transporte de gás natural, contemplando a construção ou ampliação e a operação de gasodutos de transporte de gás natural.)
- Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015 (Aprova regulamento técnicos sobre Plano de Desenvolvimento).
- Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015 (Regulamenta a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito, biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP).
- Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016 (Regulamenta a oferta de serviços de transporte, a cessão de capacidade contratada, a troca operacional, a aprovação e o registro dos contratos de serviço de transporte e a promoção dos processos de chamada pública).
- Resolução ANP nº 40, de 9 de setembro de 2016 (Aprova o Regulamento Técnico de Envio de Dados e Informações de Transporte de gás natural).

Legislação do Setor

Autorizações para Importação e Exportação de Gás Natural

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

Empresa Importadora	Pais de Origem	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo
GNC Brasil	Bolívia (via Cáceres/MT)	25 mil m³/dia	Mato Grosso	Portaria MME nº 219, de 15/05/2015 Portaria MME nº 70, de 05/03/2018 Portaria MME nº 181, de 16/04/2020
ECOM Energia	Bolívia (via Mutum/MS)	400 mil m³/dia	São Paulo	Portaria MME nº 192, de 08/05/2015 Portaria MME nº 39, de 11/02/2020
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,4 milhões m³/dia	UTE Cuiabá Mato Grosso	Portaria MME nº 213, de 11/04/2012 Portaria MME nº 44, de 04/02/2013 Portaria MME nº 251, de 14/06/2018
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Diversos produtores de GNL	25 milhões de m³ de GNL/ano	Diversos Estados (Malha interligada)	Portaria MME nº 191, de 08/05/2015 Portaria MME nº 102, de 22/03/2018
Tradener Ltda.	Bolívia (via Mutum/MS)	100 mil m³/dia	Paraná	Portaria MME nº 346, de 08/10/2013 Portaria MME nº 140, de 17/04/2015 Portaria MME nº 56, de 19/02/2018
Companhia Mato-grossense de Gás - MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão m³/mês	Mato Grosso	Portaria MME nº 78, de 04/03/2013 Portaria MME nº 57, de 20/02/2020
Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - Sulgás	Argentina	2,8 milhões m³/dia	UTE Uruguiana Rio Grande do Sul	Portaria MME nº 1, de 03/01/2013 Portaria MME nº 103, de 12/03/2014 Portaria MME nº 252, de 14/06/2018
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Mutum/MS)	20 milhões de m³/dia	Diversos Estados (Malha interligada)	Portaria MME nº 447, de 01/08/2012 Portaria MME nº 282, de 09/06/2020
Ámbar Energia Ltda., nova razão social da Empresa Produtora de Energia Ltda. - EPE	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,3 milhões m³/dia	UTE Mário Covas Mato Grosso	Portaria MME nº 502, de 24/10/2016 Portaria MME nº 76, de 06/03/2018 Portaria MME nº 116, de 18/03/2020
Companhia de Gás da Bahia - BAHIA GÁS	Diversos produtores de GNL	1,825 milhão de m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Bahia	Portaria MME nº 708, de 19/12/2016 Portaria MME nº 177, de 15/04/2020
Blueshift Geração e Comercialização de Energia Ltda.	Diversos produtores de GNL	700 mil m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Santa Catarina	Portaria MME nº 502, de 28/12/2017 Portaria MME nº 388, de 14/10/2019
Transportadora Sul Brasileira de Gás S.A. - TSB	Argentina	1,3 milhão de m³ ao longo do período de vigência da autorização	O gás natural importado será utilizado exclusivamente na propulsão de ferramenta de inspeção (pipeline inspection gauge - PIG)	Portaria MME nº 80, de 09/03/2018 Portaria MME nº 373, de 29/08/2018 Portaria MME nº 513, de 27/12/2018
Centrais Elétricas de Sergipe S.A. - CELSE	Diversos produtores de GNL	6,0 milhões de m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	UTE Porto de Sergipe I	Portaria MME nº 320, de 02/08/2018
Alunorte - Alumina do Norte do Brasil S.A	Diversos produtores de GNL	2,0 milhões de m³/dia	Refinaria de Alumina da Alunorte Estado do Pará	Portaria MME nº 369, de 26/09/2019
Peróxidos do Brasil Ltda.	Bolívia	224.000 m³/dia	Unidade fabril	Portaria MME nº 382, de 07/10/2019
AES Uruguiana Empreendimentos S.A.	Argentina	2,8 milhões de m³/dia	UTE Uruguiana	Portaria MME nº 277, de 24/07/2019 Portaria MME nº 384, de 07/10/2019
YPFB Energia do Brasil Ltda.	Bolívia	Até 3,6 milhões de m³/dia	Estados MS, SP, PR, SC e RS.	Portaria MME nº 04, de 07/01/2020
GOLAR Power Distribuidora de Gás Natural	Argentina	100.000 m³/dia de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Estados RS, SC, PR e SP	Portaria MME nº 30, de 05/02/2020
Companhia Brasileira de Alumínio - CBA	Bolívia	350.000 m³/dia de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Consumo próprio da empresa e, potencialmente, o suprimento também a outras subsidiárias	Portaria MME nº 100, de 12/03/2020 Portaria MME nº 180, de 15/04/2020
Blueshift Geração e Comercialização de Energia Ltda.	Argentina	Até 2 milhões de m³	Estados das Regiões Sul e Sudeste	Portaria MME nº 58, de 20/02/2020
UEG Araucária Ltda - UEGA	Bolívia	Até 2,19 milhões m³/dia	Usina Termelétrica Araucária	Portaria MME nº 330, de 03/09/2020
Gerdau Aços Longos S.A.	Bolívia	Até 169.000 m³/dia	Unidade Fabril do Importador	Portaria MME nº 331, de 03/09/2020
Gerdau Aços Especiais S.A	Bolívia	Até 140.000 m³/dia	Unidade Fabril do Importador	Portaria MME nº 332, de 03/09/2020
Gerdau Açominas S.A.	Bolívia	Até 210.000 m³/dia	Unidade Fabril do Importador	Portaria MME nº 333, de 03/09/2020
Tradener Ltda.	Bolívia	Até 5 milhões m³/dia	Estados MT, MS, SP, RJ, PR, SC e RS	Portaria MME nº 336, de 10/09/2020
Repsol Exploração Brasil Ltda	Bolívia	Até 3 milhões m³/dia	Estados do Rio de Janeiro e São Paulo	Portaria MME nº 339, de 11/09/2020
Golar Power Distribuidora de Gás Natural Ltda	Diversos produtores de GNL	até 5,475 milhões de m³ de GNL na Bahia; até 5,475 milhões de m³ de GNL em Pernambuco	Consumidores Livres e a Distribuidora de Gás Natural	Portaria MME nº 281, 09/07/2020
UTE GNA I Geração de Energia S.A.	Diversos produtores de GNL	até 5,8 milhões de m³ de GNL	Usina Termelétrica Novo Tempo GNA 2	Portaria MME nº 255, de 17/06/2019
Comercializadora de Gás S.A.	Bolívia	até 5 milhões de m³/dia	Região sul e sudeste	Portaria MME nº 216, de 13/05/2020

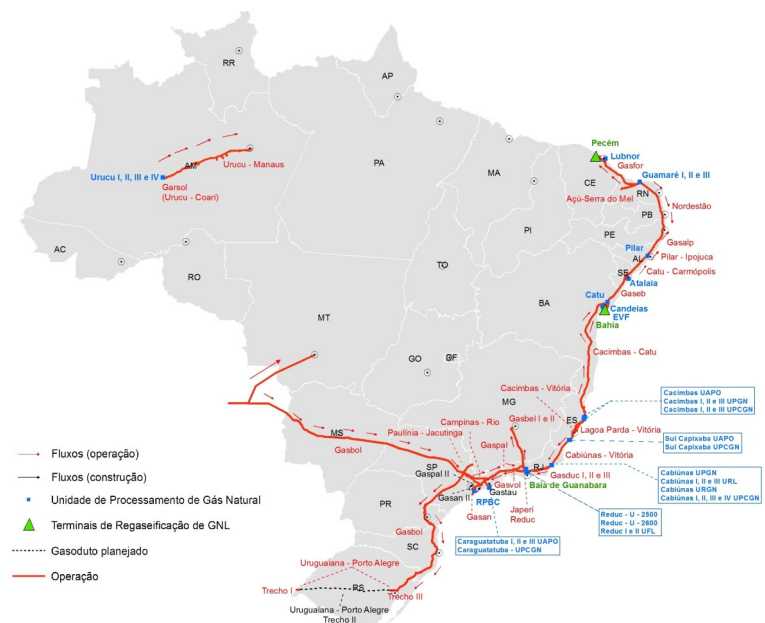
ANEXOS

Reservas Provadas de Gás Natural

RESERVAS PROVADAS (milhões de m ³)		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
BRASIL	Reservas	423.003	459.403	459.187	47.960	471.095	429.958	377.406	369.432	368.911	363.995
	Terra	68.803	70.577	72.375	69.711	71.210	70.899	61.865	66.138	69.839	68.081
	Mar	354.200	388.827	386.812	388.249	399.885	359.059	315.541	303.294	299.071	295.914
Amazonas	Total	55.878	57.455	51.816	50.522	52.383	46.662	36.198	39.188	38.891	37.821
	Terra	55.878	57.455	51.816	50.522	52.383	46.662	36.198	39.188	38.891	37.821
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ceará	Total	652	528	387	458	325	256	258	197	354	321
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	652	528	387	458	325	256	258	197	354	321
Rio Grande do Norte	Total	10.094	9.109	9.847	7.296	6.616	3.954	3.821	3.509	3.449	3.282
	Terra	1.418	1.464	2.550	1.682	1.362	1.697	1.657	1.599	1.599	1.440
	Mar	8.676	7.645	7.297	5.614	5.254	2.257	2.164	1.910	1.850	1.842
Alagoas	Total	3.476	3.496	3.502	3.136	2.589	2.028	1.751	1.555	1.216	1.083
	Terra	2.391	2.515	2.740	2.480	2.006	1.526	1.295	1.160	875	852
	Mar	1.085	981	762	656	583	502	456	395	341	231
Sergipe	Total	3.627	3.756	4.882	4.953	4.463	2.954	2.214	1.998	1.168	930
	Terra	1.039	1.433	1.460	1.555	1.502	1.373	1.152	1.031	1.086	771
	Mar	2.588	2.323	3.422	3.398	2.961	1.581	1.062	967	82	159
Bahia	Total	33.517	30.552	30.278	26.286	23.566	18.286	14.806	14.534	12.283	9.640
	Terra	7.356	6.844	5.988	5.912	5.595	6.337	5.116	6.238	6.482	5.672
	Mar	26.161	23.708	24.290	20.374	17.971	11.949	9.690	8.296	5.801	3.968
Espírito Santo	Total	44.025	44.348	43.125	43.431	44.280	37.463	32.469	31.095	31.758	31.716
	Terra	587	717	535	568	593	556	675	405	233	150
	Mar	44.025	43.631	42.590	42.863	43.687	36.907	31.794	30.690	31.525	31.566
Rio de Janeiro	Total	220.506	249.984	246.438	257.192	274.685	256.207	230.849	223.841	230.675	233.896
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	220.506	249.984	246.438	257.192	274.685	256.207	230.849	223.841	230.675	233.896
São Paulo	Total	49.373	58.882	60.336	56.406	54.418	49.401	39.269	36.998	28.444	23.931
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	49.373	58.882	60.336	56.406	54.418	49.401	39.269	36.998	28.444	23.931
Paraná	Total	1.038	1.062	1.062	1.058	0	0	0	0	0	0
	Terra	134	149	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	904	913	1.062	1.058	0	0	0	0	0	0
Santa Catarina	Total	230	230	230	230	0	0	0	0	0	0
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	230	230	230	230	0	0	0	0	0	0
Maranhão	Total	0	0	7.286	6.990	7.770	12.748	15.772	16.516	20.672	21.375
	Terra	0	0	7.286	6.990	7.770	12.748	15.772	16.516	20.672	21.375
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FONTE: ANP/SDP, conforme a Resolução ANP nº 47/2014.

Infraestrutura de Produção e Movimentação de Gás Natural - 2018



Notas Metodológicas - Conversões de Unidades

Conversão de Unidades - Valores Típicos*	
1 BCF (bilhão de pés cúbicos)	0,028 BCM (bilhões m ³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)	28,32 BCM (bilhões m ³)
1 MMBtu	26,81 m ³
1 Mtpa (milhão de toneladas por ano de GNL)	= 3,60 milhões m ³ /dia de gás natural
1 m ³ de GNL (líquido)	600,00 m ³ de gás natural (gasoso)
1.000 MW	3,00 milhões m ³ /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)	4,50 milhões m ³ /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)	7,00 milhões m ³ /dia

* Considerações:
 Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³
 GNL: Massa específica 456 kg/m³
 Consumos em Ciclo Aberto e em Ciclo Combinado: valores típicos de referência (variam de térmica para térmica);
 O valor de referência do Ciclo Combinado representa uma eficiência de 48,8%, enquanto que do ciclo Aberto 31,4%.

Notas Metodológicas - Poder Calorífico Superior (PCS)

Oleo Combustível (kcal/kg)	Gasolina (kcal/kg)	Gás Natural (kcal/m ³)	GLP (kcal/kg)
10.100	11.200	9.400	11.750

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019, ANP.