

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Destaques de março de 2019

(Análise comparativa em relação ao mês anterior)

- ⇒ **Demanda:** O segmento termelétrico impactou diretamente na redução da demanda total, que caiu de 81,4 para 70,0 milhões de m³/dia.
- ⇒ **Demanda termelétrica:** A queda da geração termelétrica foi fortemente influenciada pela diminuição do CMO médio, que passou de 276 para 158 R\$/MWh.
- ⇒ **Oferta:** Acompanhando a demanda, a oferta caiu de 88,4 para 76,6 milhões de m³/dia, concretizada por meio da diminuição da importação de gás boliviano.
- ⇒ **Regaseificação de GNL:** Diferentemente da tendência, a redução da demanda termelétrica não impactou a regaseificação de GNL, que ficou estável em 10,7 milhões de m³/dia.
- ⇒ **Importação boliviana:** A compatibilização com a redução da demanda termelétrica foi efetivada por meio da menor importação de gás boliviano, que caiu de 23,2 para 13,1 milhões de m³/dia.

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

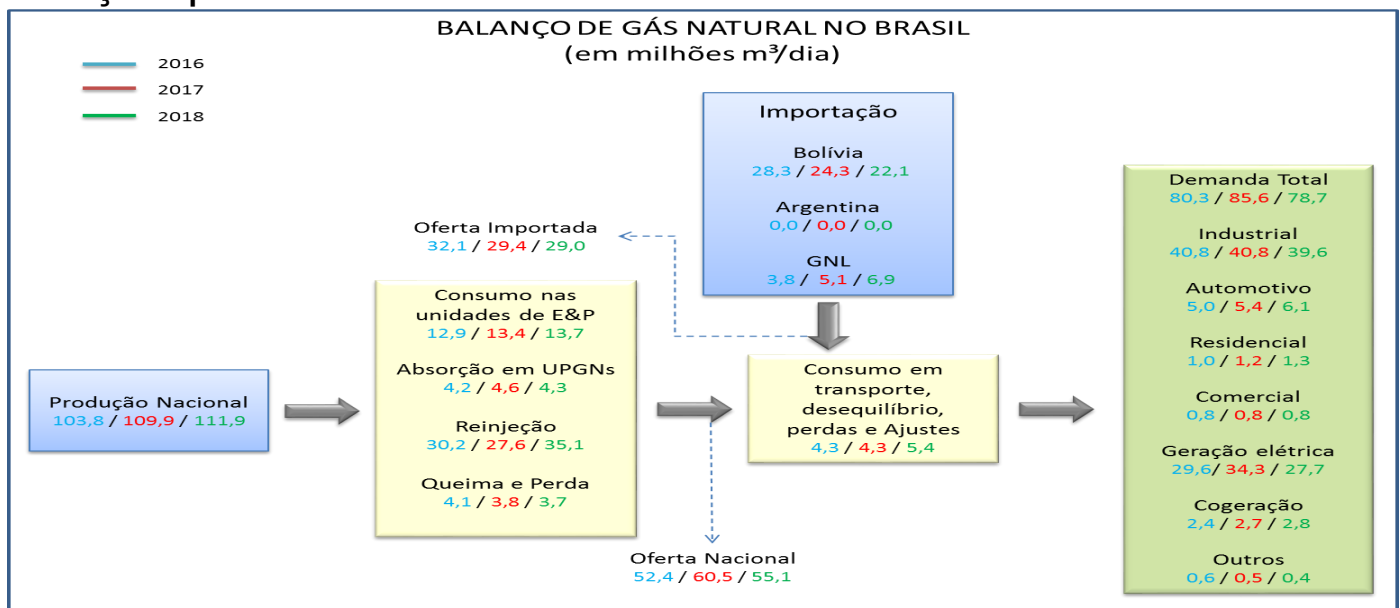
Balanço de Gás Natural

Balanço de Gás Natural - Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Produção nacional	96,24	103,80	109,86	111,94	113,20	110,15	111,49											111,66
Reinjeção	24,29	30,24	27,61	35,10	33,61	36,21	35,84											35,19
Queima e perda	3,83	4,05	3,77	3,72	5,64	5,11	5,88											5,56
Consumo nas unidades de E&P	12,20	12,89	13,44	13,74	13,96	12,90	13,27											13,39
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,77	4,21	4,58	4,29	4,01	3,47	3,68											3,73
OFERTA NACIONAL	52,15	52,40	60,46	55,09	55,97	52,46	52,82											53,79
Importação - Bolívia	32,03	28,33	24,33	22,11	17,23	25,22	13,11											18,30
Importação - Argentina	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00
Regaseificação de GNL	17,94	3,81	5,05	6,92	0,41	10,77	10,64											7,16
OFERTA IMPORTADA	50,43	32,13	29,37	29,03	17,64	36,00	23,75											25,46
OFERTA TOTAL	102,58	84,54	89,83	84,12	73,61	88,45	76,56											79,25
Consumo - GASBOL	1,19	1,09	0,79	0,63	0,69	0,85	0,23											0,58
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,75	3,18	3,48	4,64	5,18	6,16	6,32											5,88
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	3,94	4,28	4,27	5,27	5,87	7,01	6,55											6,46
Industrial	43,61	40,82	40,77	39,75	38,14	38,47	36,36											37,63
Automotivo	4,82	4,96	5,40	6,06	6,16	6,39	6,14											6,23
Residencial	0,97	1,11	1,18	1,26	0,83	0,91	1,18											0,98
Comercial	0,79	0,83	0,78	0,84	0,82	0,88	0,92											0,87
Geração Elétrica	45,90	29,59	34,25	27,69	19,00	31,64	21,53											23,80
Cogeração	2,50	2,37	2,65	2,84	2,46	2,81	3,48											2,92
Outros (inclui GNC)	0,04	0,58	0,53	0,40	0,33	0,35	0,40											0,36
DEMANDA TOTAL	98,63	80,26	85,56	78,85	67,74	81,44	70,02											72,79

Fontes: ANP, Abegás, Petrobras e TSB.

Balanço Esquemático - Brasil



Equipe do Departamento de Gás Natural: Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Aldo Barroso Cores Junior, Matheus Batista Bodnar, Fernando Massaharu Matsumoto, Jaqueline Meneghel Rodrigues, Eleazar Hepner e Daniel Lopes Pêgo.

Balanço de Gás Natural

Balanço de Gás Natural - Malha Interligada

BALANÇO DE GÁS NATURAL Malha Interligada (milhões de m³/dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	78,08	84,54	92,41	93,78	96,85	94,33	95,79										95,70
Reinjeção	16,83	21,81	20,08	27,31	25,44	27,30	27,17										26,61
Queima e perda	3,60	3,75	3,49	3,53	5,42	4,92	5,63										5,34
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	14,57	15,80	16,77	16,67	16,64	15,02	15,61										15,78
OFERTA NACIONAL	43,09	43,18	52,07	46,27	49,35	47,09	47,38										47,97
Importação - Bolívia	32,03	28,33	24,33	22,11	17,23	25,22	13,11										18,30
Importação - Argentina	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Regaseificação de GNL	17,94	3,81	5,05	6,92	0,41	10,77	10,64										7,16
OFERTA IMPORTADA	50,43	32,13	29,37	29,03	17,64	36,00	23,75										25,46
TOTAL OFERTA	93,52	75,32	81,44	75,30	66,99	83,08	71,13										73,42
Consumo - GASBOL	1,19	1,09	0,79	0,63	0,69	0,85	0,23										0,58
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	1,78	2,23	2,62	3,67	4,23	5,12	5,30										4,87
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,97	3,32	3,41	4,30	4,91	5,97	5,52										5,45
Industrial	43,36	40,57	40,52	39,49	37,87	38,19	36,09										37,36
Automotivo	4,81	4,95	5,39	6,05	6,15	6,38	6,13										6,21
Residencial	0,97	1,11	1,18	1,26	0,83	0,91	1,18										0,97
Comercial	0,79	0,83	0,78	0,84	0,82	0,88	0,92										0,87
Geração Elétrica	38,08	21,59	26,98	20,13	13,62	27,59	17,40										19,27
Cogeração	2,50	2,37	2,65	2,84	2,46	2,81	3,48										2,92
Outros (inclui GNC)	0,04	0,58	0,53	0,40	0,33	0,35	0,40										0,36
DEMANDA TOTAL	90,55	72,00	78,03	71,01	62,08	77,11	65,60										67,97

Fontes: ANP, Abegás, Petrobras e TSB.

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

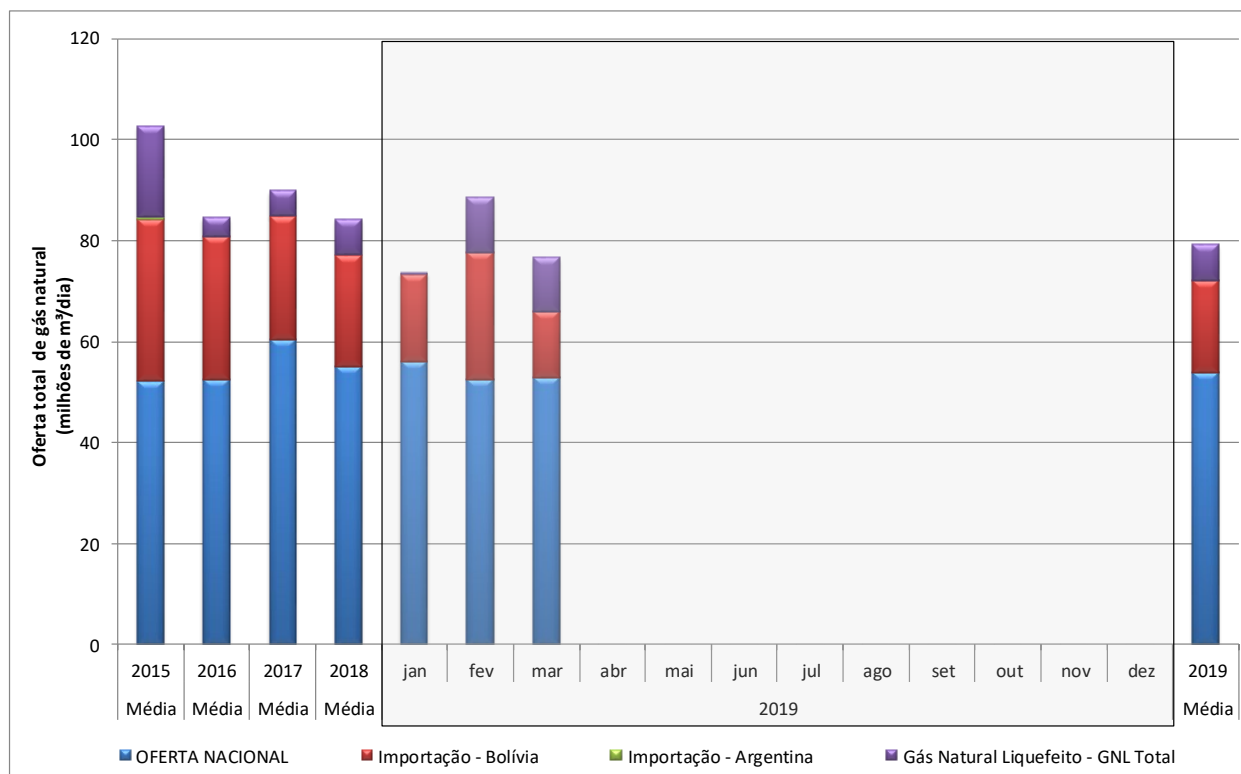
BALANÇO DE GÁS NATURAL Sistemas Isolados (milhões de m³/dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	18,15	19,27	17,46	18,16	16,35	15,83	15,70										15,96
Reinjeção	7,46	8,43	7,52	7,79	8,17	8,91	8,67										8,57
Queima e perda	0,23	0,31	0,28	0,19	0,23	0,20	0,24										0,22
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	1,40	1,30	1,26	1,36	1,34	1,35	1,34										1,34
OFERTA NACIONAL	9,05	9,22	8,40	8,82	6,62	5,37	5,44										5,82
Desequilíbrio, perdas e ajustes	0,97	0,96	0,86	0,98	0,95	1,04	1,02										1,00
Industrial	0,25	0,24	0,24	0,26	0,27	0,27	0,27										0,27
Automotivo	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
Comercial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Geração Elétrica	7,82	8,00	7,28	7,56	5,38	4,05	4,13										4,53
Cogeração	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
DEMANDA TOTAL	8,08	8,26	7,54	7,84	5,66	4,33	4,42										4,82

Fontes: ANP, Abegás e Petrobras

Oferta de Gás Natural

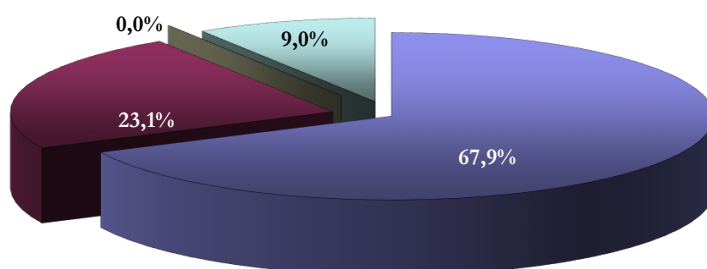
Oferta Total de Gás Natural

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 e Argentina, bem como o volume de Gás Natural Liquefeito - GNL regaseificado.



A oferta total acompanhou diminuição da demanda, assim o volume diário disponibilizado passou de 88,5 para 76,6 milhões de m³/dia. Grande parte da redução da oferta total foi realizada por meio da menor importação de gás boliviano, que decresceu de 25,22 para 13,11 milhões de m³/dia já que a regaseificação de GNL permaneceu praticamente estabilizada. No mês a oferta de gás nacional ficou estabilizada tanto na malha integrada quanto nos sistemas isolados.

Segmentação da Oferta Total de Gás Natural - média de 2019



No ano de 2019, 68% 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).

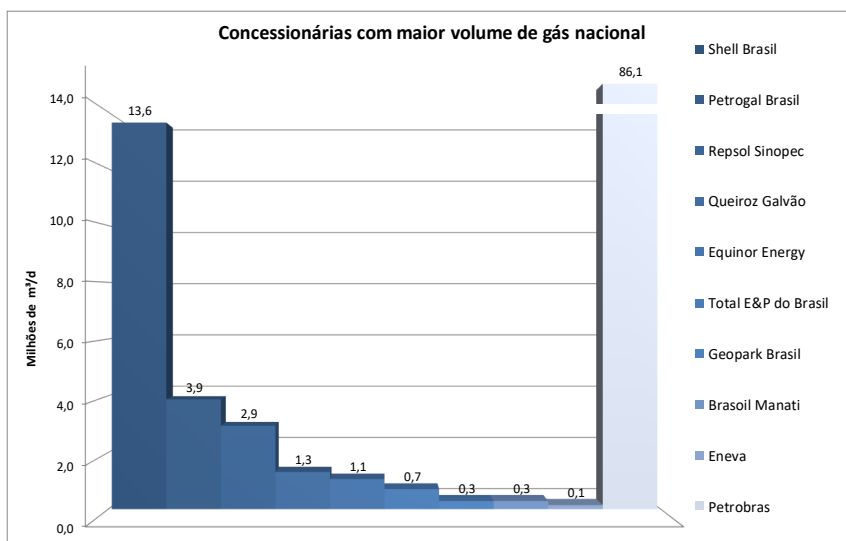
PROD. NACIONAL (em milhões m³/dia)		Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra		22,98	23,84	21,46	21,95	20,32	19,82	19,64										19,93
Mar		73,25	79,97	88,41	89,98	92,88	90,33	91,85										91,73
Gás Associado		70,19	78,19	84,83	88,69	92,26	89,59	92,58										91,54
Gás Não Associado		26,05	25,62	25,08	23,25	20,93	20,57	18,91										20,12
TOTAL		96,24	103,80	109,87	111,94	113,20	110,15	111,49										111,66
UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AL	Subtotal	1,17	1,15	1,07	1,12	1,21	1,09	1,08										1,13
	Terra	0,98	0,98	0,92	0,95	1,03	0,99	0,96										1,00
	Mar	0,19	0,17	0,16	0,17	0,18	0,10	0,12										0,14
	Gás Associado	0,40	0,35	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23										0,23
	Gás Não Associado	0,77	0,80	0,83	0,89	0,99	0,86	0,85										0,90
AM	Subtotal	13,86	13,99	13,03	14,29	14,94	15,70	15,69										15,44
	Terra	13,86	13,99	13,03	14,29	14,94	15,70	15,69										15,44
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Gás Associado	12,18	12,03	10,53	10,22	10,48	11,22	11,21										10,96
	Gás Não Associado	1,68	1,96	2,50	4,07	4,46	4,48	4,48										4,47
BA	Subtotal	8,33	7,47	7,09	6,99	4,73	6,76	5,08										5,48
	Terra	2,73	2,55	2,22	2,10	2,16	2,21	2,22										2,20
	Mar	5,60	4,92	4,87	4,90	2,57	4,54	2,86										3,28
	Gás Associado	1,84	1,68	1,49	1,42	1,42	1,42	1,44										1,43
	Gás Não Associado	6,49	5,78	5,60	5,57	3,31	5,34	3,64										4,05
CE	Subtotal	0,08	0,10	0,08	0,10	0,06	0,06	0,07										0,07
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	0,07	0,10	0,08	0,10	0,06	0,06	0,07										0,07
	Gás Associado	0,08	0,10	0,08	0,10	0,06	0,06	0,07										0,07
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
ES	Subtotal	11,27	10,67	11,02	9,49	9,01	6,57	7,78										7,82
	Terra	0,24	0,22	0,17	0,09	0,07	0,08	0,09										0,08
	Mar	11,04	10,45	10,85	9,40	8,94	6,49	7,69										7,74
	Gás Associado	9,18	9,33	9,11	8,07	7,69	5,79	7,00										6,86
	Gás Não Associado	2,09	1,34	1,90	1,41	1,32	0,78	0,78										0,97
MA	Subtotal	4,29	5,27	4,43	3,87	1,41	0,12	0,01										0,53
	Terra	4,29	5,27	4,43	3,87	1,41	0,12	0,01										0,53
	Mar	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
	Gás Não Associado	4,29	5,27	4,43	3,87	1,41	0,12	0,01										0,53
PR	Subtotal	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
	Mar	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
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
RJ	Subtotal	38,53	45,51	51,00	55,34	60,65	58,78	60,18										59,90
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	38,53	45,51	51,00	55,34	60,65	58,78	60,18										59,90
	Gás Associado	36,65	43,13	49,83	54,47	58,89	56,85	58,46										58,11
	Gás Não Associado	1,87	2,38	1,17	0,86	1,76	1,93	1,72										1,80
RN	Subtotal	1,17	1,07	1,06	0,96	0,98	0,98	0,96										0,98
	Terra	0,65	0,64	0,56	0,57	0,60	0,61	0,57										0,59
	Mar	0,52	0,42	0,50	0,40	0,38	0,37	0,39										0,38
	Gás Associado	0,98	0,87	0,83	0,77	0,81	0,83	0,80										0,81
	Gás Não Associado	0,19	0,20	0,26	0,19	0,17	0,16	0,16										0,16
SE	Subtotal	2,37	2,60	2,22	2,17	2,04	1,77	1,86										1,89
	Terra	0,23	0,18	0,14	0,10	0,11	0,10	0,10										0,10
	Mar	2,14	2,42	2,09	2,07	1,93	1,66	1,76										1,79
	Gás Associado	2,09	2,36	2,00	1,99	1,86	1,63	1,69										1,73
	Gás Não Associado	0,27	0,24	0,22	0,18	0,18	0,14	0,16										0,16
SP	Subtotal	15,17	15,98	18,87	17,62	18,17	18,32	18,78										18,43
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	15,17	15,98	18,87	17,62	18,17	18,32	18,78										18,43
	Gás Associado	6,79	8,33	10,71	11,42	10,83	11,57	11,67										11,35
	Gás Não Associado	8,39	7,64	8,16	6,20	7,34	6,75	7,10										7,08
Total Brasil		96,24	103,80	109,87	111,94	113,20	110,15	111,49										111,66

Fonte: ANP

Oferta de Gás Natural

Produção Nacional: Produção por Concessionária

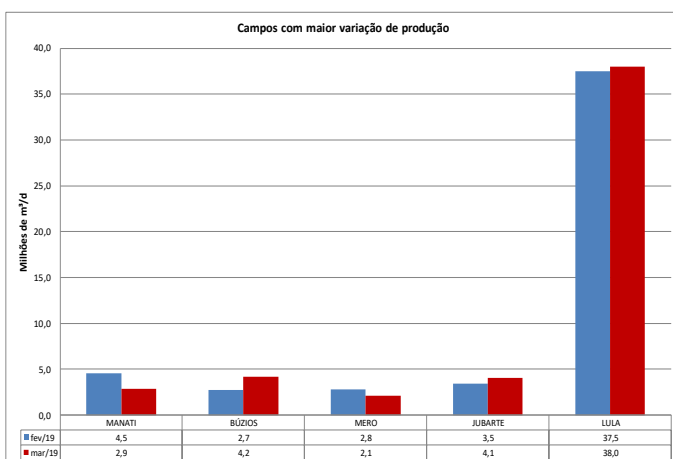
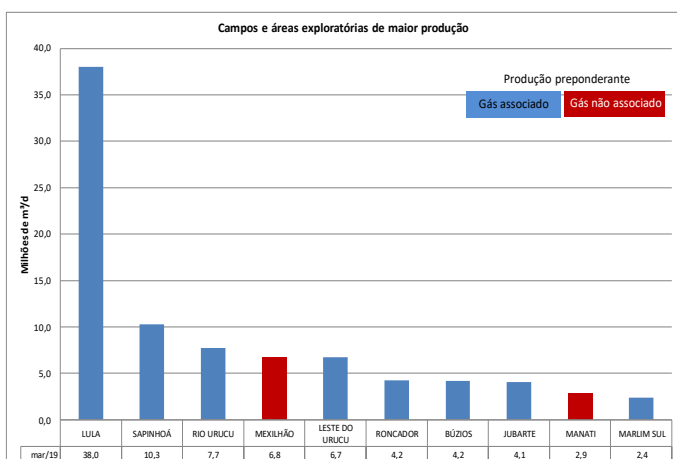
No mês de março de 2019, 99% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 77% do total. O gráfico ao lado apresenta a distribuição da produção nacional desses agentes.



Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural em março de 2019, responsáveis por 78% da produção nacional.

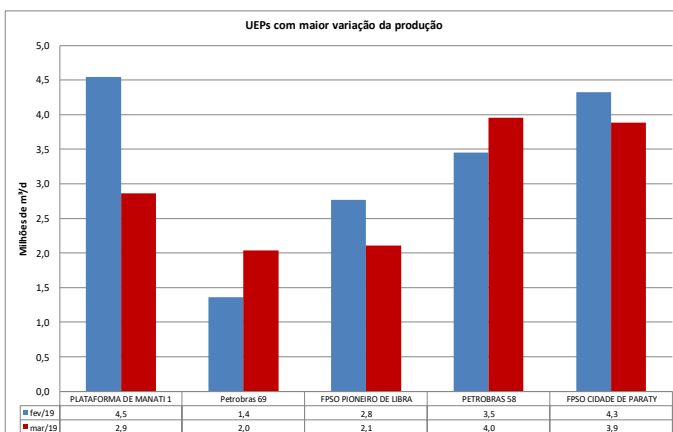
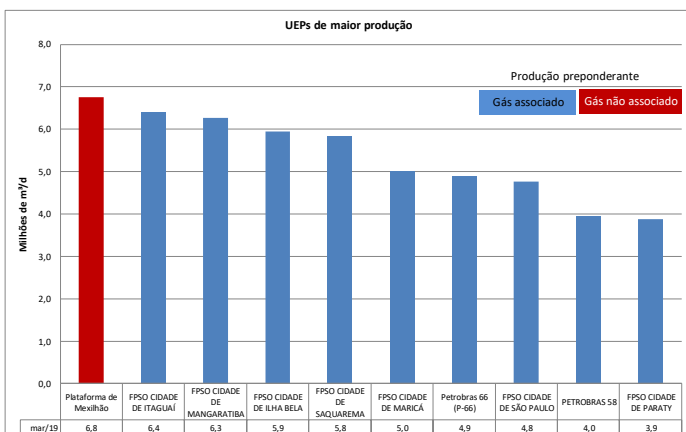
O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção, comparando os meses de fevereiro e março de 2019.



Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de março de 2019, sendo essas responsáveis por 48% da produção nacional.

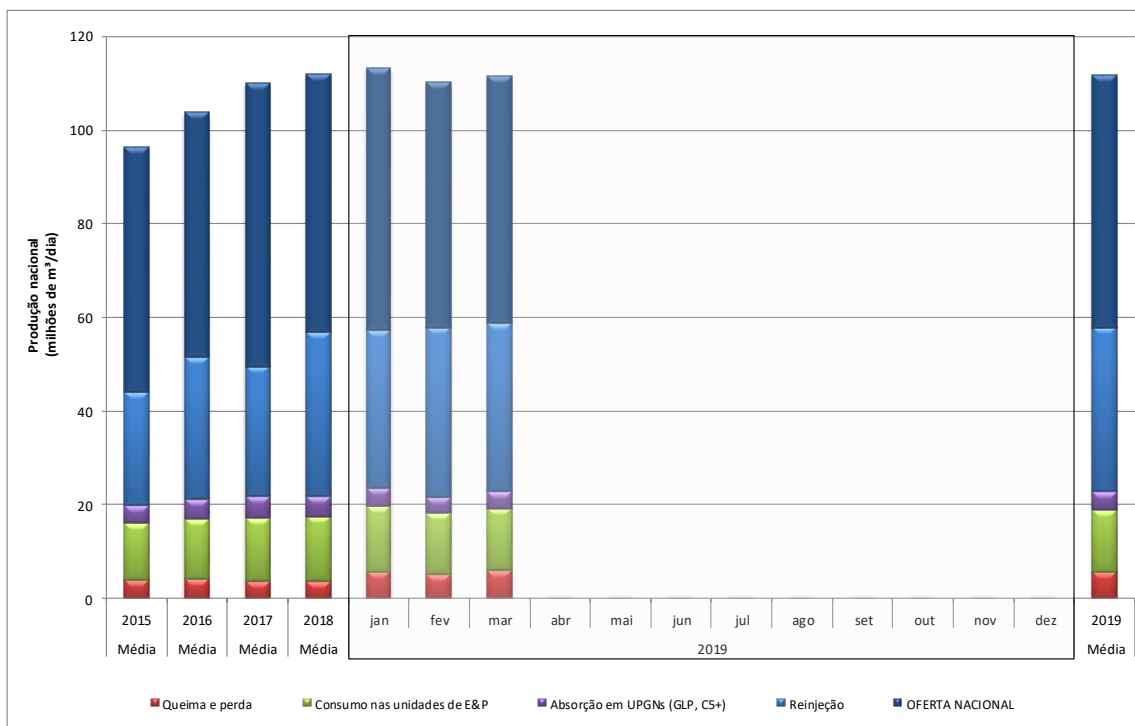
Abaixo são apresentadas as cinco UEPs com maior variação da produção entre os meses de fevereiro e março de 2019.



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.



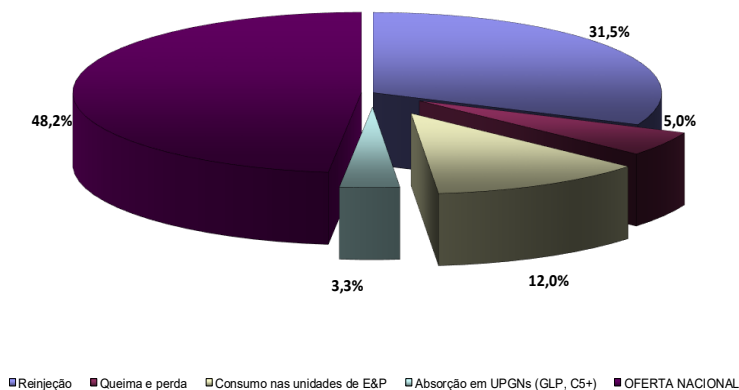
Os dados utilizados na elaboração do gráfico acima podem ser visualizados na tabela que consta na página 2 deste Boletim.

A produção nacional teve um pequeno acréscimo mas a oferta nacional permaneceu estabilizada nos dois sistemas (malha interligada e sistemas isolados). Tivemos acréscimo da queima e do consumo nas unidades de E&P, por outro lado houve redução da reinjeção.

Destaca-se ainda que no mês de março entrou em operação o FPSO P-77, operado pela Petrobras.

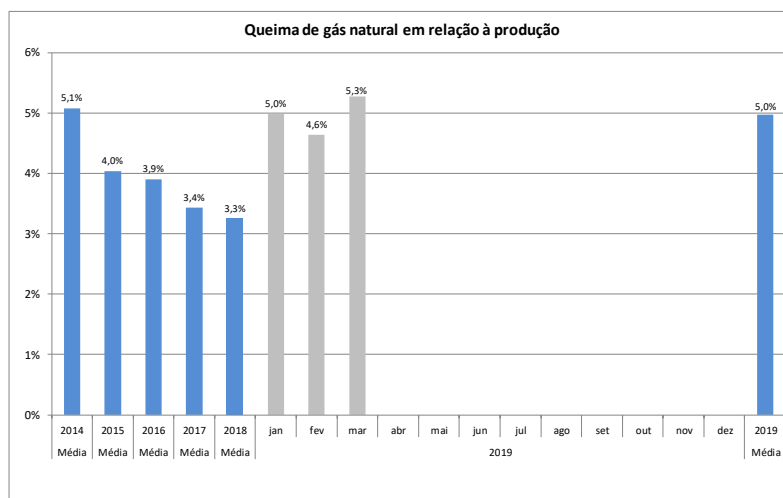
Segmentação da Produção Nacional - média 2019

No ano de 2019, 48% do volume total de gás natural produzido no País foi ofertado ao mercado.



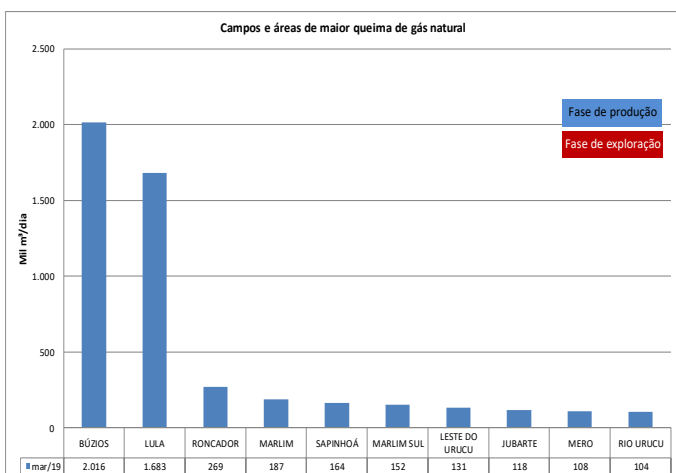
Oferta de Gás Natural

Queima de Gás em Relação à Produção

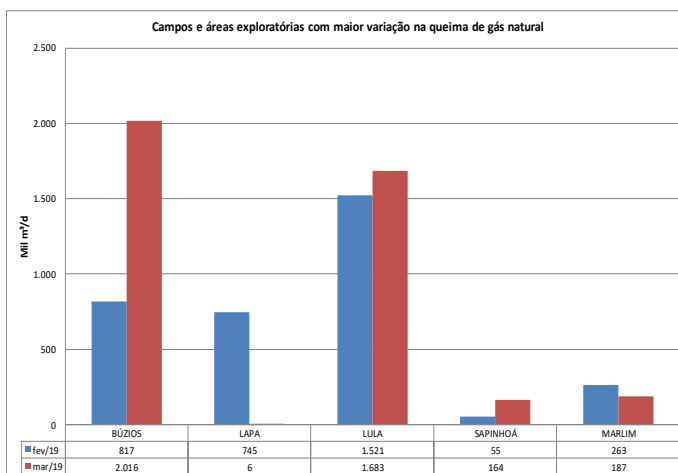


Queima de Gás: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos com maior volume de queima de gás natural no mês de março de 2019, sendo esses responsáveis por 84% do volume total.

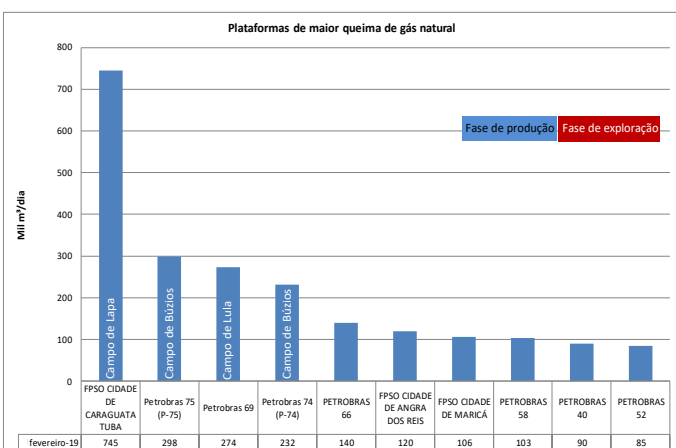


O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação na queima de gás natural, comparando os meses de fevereiro e março de 2019.

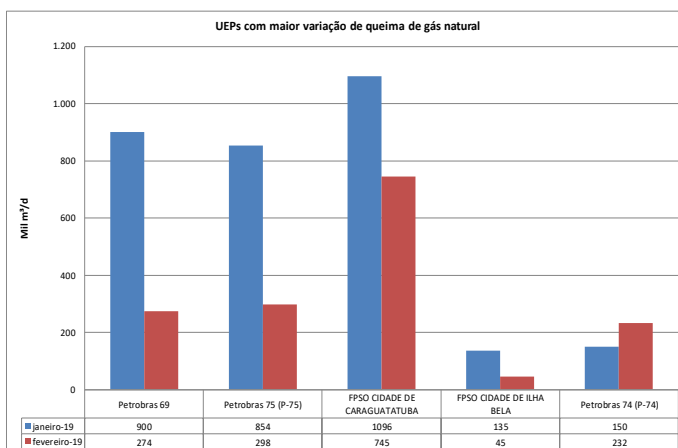


Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural no mês de março de 2019, sendo essas responsáveis por 43% 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 fevereiro e março de 2019.



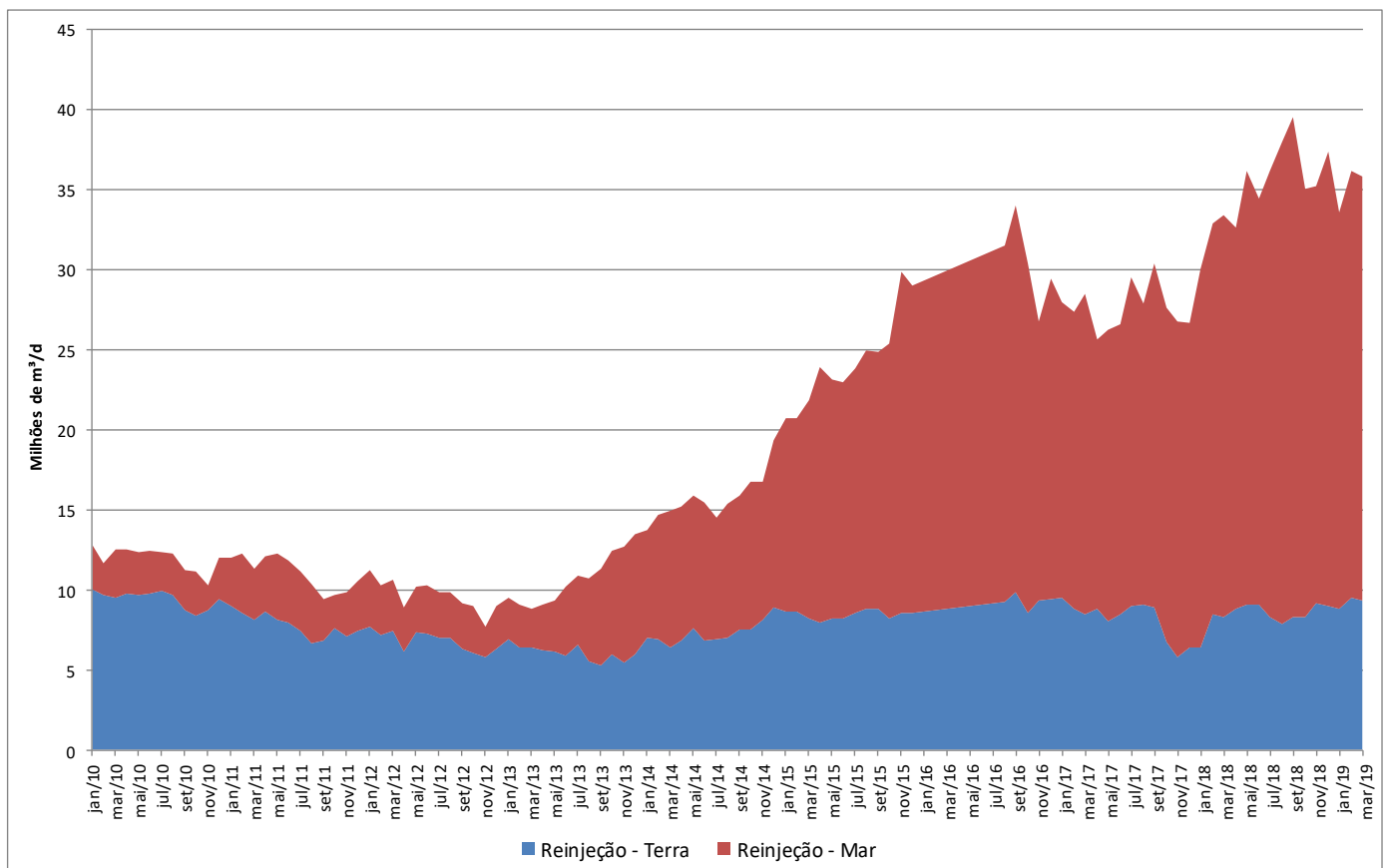
Oferta de Gás Natural

Reinjeção de Gás Natural

Comparando os meses de fevereiro e março de 2019, a reinjeção de gás natural caiu 0,4 milhão de m³/dia, tendo com destaque para a redução no Estado do Rio de Janeiro e aumento em São Paulo.

	Reinjeção (milhões de m ³ /dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BAHIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ESPÍRITO SANTO	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO DE JANEIRO	9,80	14,49	13,02	18,59	19,55	21,22	20,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO GRANDE DO NORTE	0,03	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SÃO PAULO	4,72	5,04	5,00	6,68	3,93	4,31	5,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERGIPE	1,30	1,63	1,42	1,42	1,33	1,15	1,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total - MAR	15,85	21,15	19,44	26,69	24,81	26,68	26,52												
TERRA	ALAGOAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AMAZONAS	7,46	8,41	7,52	7,80	8,17	8,91	8,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BAHIA	0,96	0,68	0,59	0,56	0,63	0,62	0,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ESPÍRITO SANTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO GRANDE DO NORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERGIPE	0,02	0,01	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total - TERRA	8,44	9,09	8,17	8,41	8,80	9,53	9,32												
Total - GERAL	24,29	30,24	27,61	35,10	33,61	36,21	35,84												

Fonte: ANP



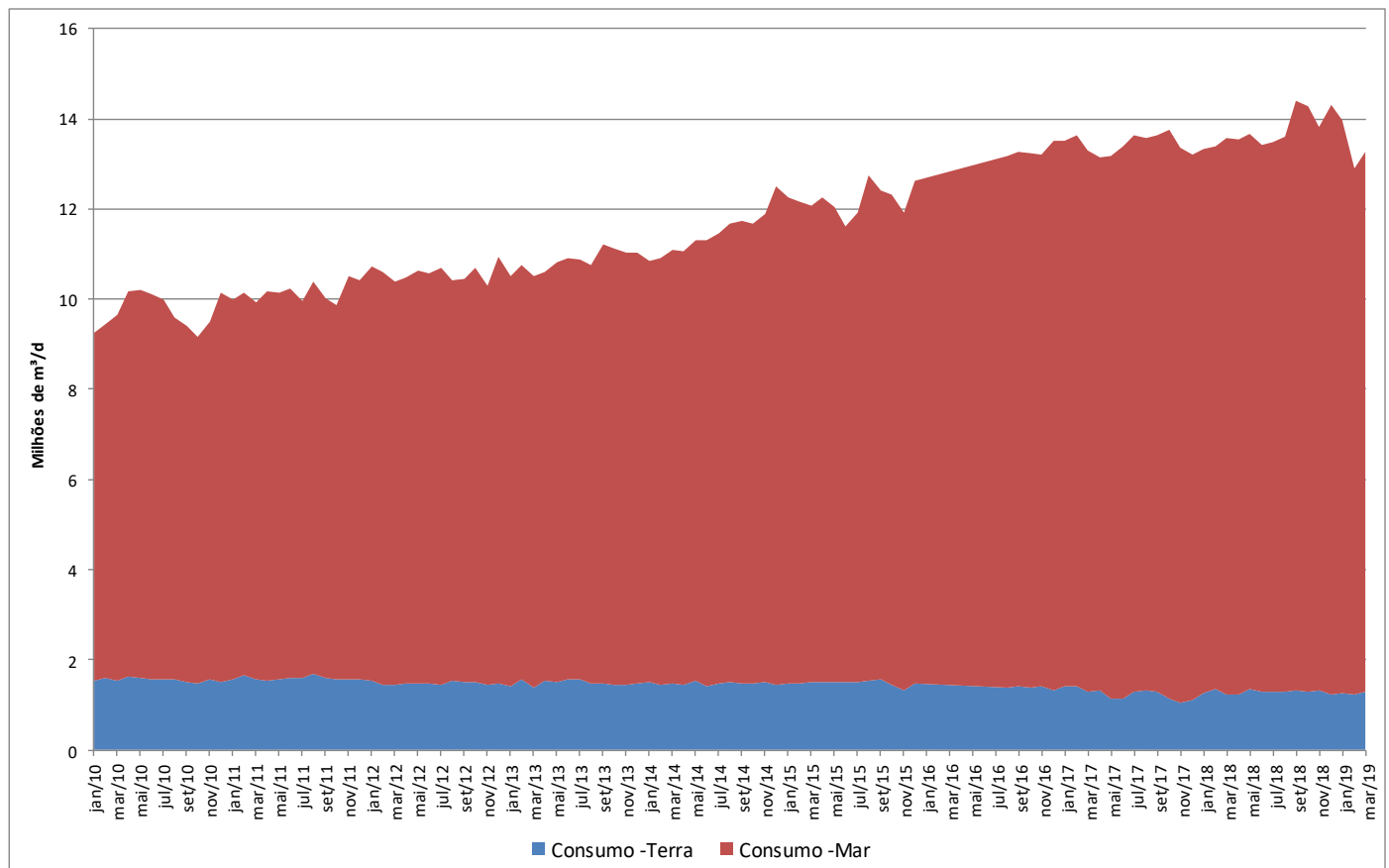
Oferta de Gás Natural

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

O consumo de gás natural nas atividades de exploração permaneceu estável em relação ao mês anterior.

	Consumo E&P (milhões m³/dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BAHIA	0,04	0,08	0,10	0,10	0,07	0,12	0,07										
	CEARÁ	0,01	0,00	0,00	0,00	-	-	-										
	ESPIRITO SANTO	1,60	1,70	1,78	1,77	1,79	1,21	1,41										
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-										
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-										
	RIO DE JANEIRO	8,13	8,62	9,02	9,20	9,63	9,03	9,08										
	RIO GRANDE DO NORTE	0,06	0,05	0,05	0,06	0,07	0,06	0,07										
	SÃO PAULO	0,75	0,83	1,10	1,17	0,97	1,11	1,22										
SERGIPE	0,12	0,15	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15											
Total - Mar	10,71	11,42	12,20	12,45	12,69	11,68	11,99											
TERRA	ALAGOAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										
	AMAZONAS	0,44	0,47	0,44	0,47	0,48	0,50	0,50										
	BAHIA	0,18	0,15	0,14	0,15	0,13	0,13	0,13										
	CEARÁ	0,10	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06										
	ESPIRITO SANTO	0,16	0,18	0,16	0,10	0,11	0,11	0,12										
	MARANHÃO	0,02	0,03	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00										
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-										
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-										
	RIO GRANDE DO NORTE	0,31	0,32	0,22	0,28	0,28	0,24	0,27										
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-										
SERGIPE	0,26	0,24	0,20	0,19	0,19	0,19	0,19											
Total - Terra	1,49	1,46	1,24	1,29	1,27	1,23	1,28											
Total - Geral	12,20	12,88	13,44	13,74	13,96	12,90	13,27											

Fonte: ANP



Oferta de Gás Natural

Oferta de Gás Natural Importado

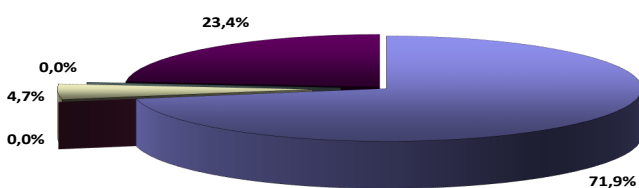
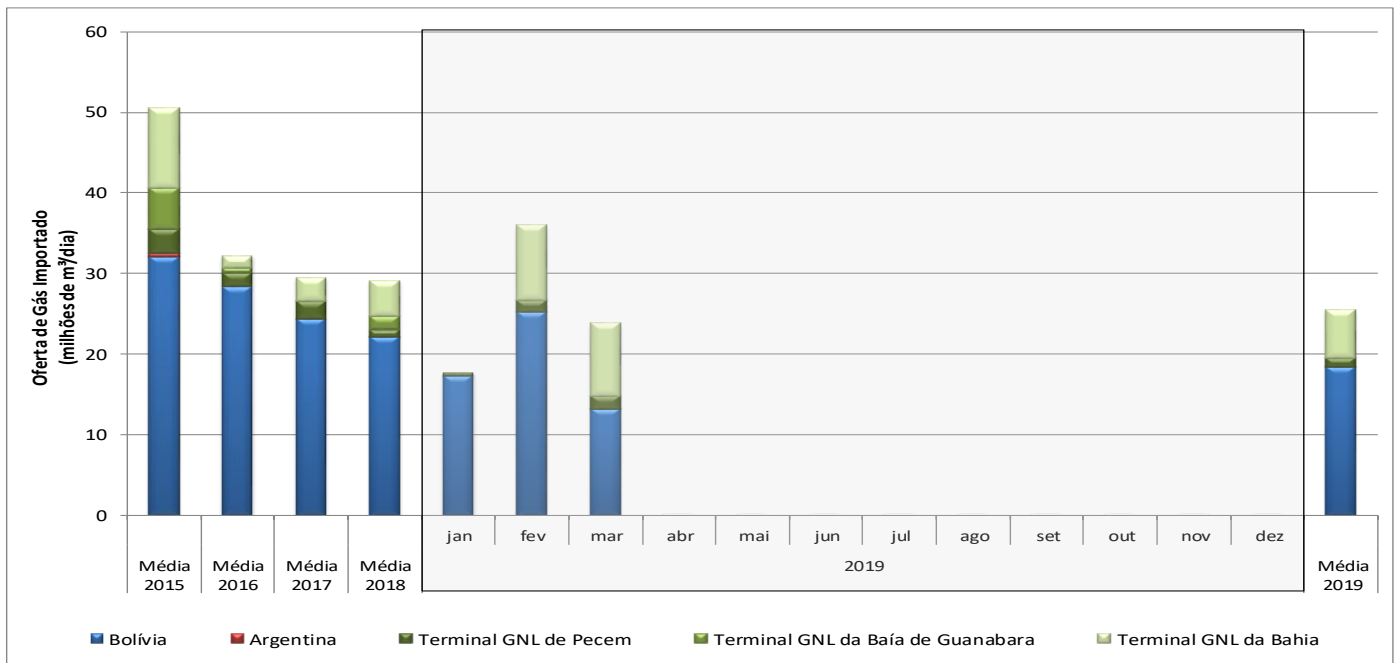
A tabela e o gráfico a seguir apresentam detalhamento acerca da importação de gás natural da Bolívia e Argentina, bem como a regaseificação de Gás Natural Liquefeito - GNL.

			Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	30,18	28,24	23,83	22,09	17,23	24,98	13,05										18,20
	Via MT	PETROBRAS	1,83	0,07	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
		EPE (Âmbar)	0,00	0,01	0,35	0,00	0,00	0,25	0,06										0,10
		MTGás	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00										0,00
Subtotal			32,03	28,33	24,35	22,11	17,23	25,22	13,11									18,30	
Argentina	Sulgás (TSB)		0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									0,00	
	Subtotal		0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Regaseificação de GNL			17,96	3,81	5,05	6,92	0,41	10,77	10,64									7,16	
Terminal GNL de Pecem			2,96	1,75	2,15	0,95	0,41	1,49	1,76									1,21	
Terminal GNL da Baía de Guanabara			5,16	0,63	0,00	1,58	0,00	0,00	0,00									0,00	
Terminal GNL da Bahia			9,84	1,43	2,91	4,39	0,00	9,29	8,89									5,95	
TOTAL			50,45	32,14	30,51	29,03	17,64	36,00	23,75									25,46	

Fontes: ANP e TBG

A redução da demanda impactou diretamente na oferta de gás natural importado. A redução da oferta foi concretizada pela menor importação de gás boliviano, que passou de 25,2 para 13,1 milhões de m³/dia devido à estabilidade da regaseificação de GNL de 10,7 milhões de m³/dia.

Esse fato não seguiu a tendência verificada anteriormente, pois a variação da geração termelétrica não impactou a regaseificação de GNL, mas sim a importação de gás boliviano.



No ano de 2019, 72% do gás importado ofertado ao mercado foi de origem boliviana.

■ Bolívia ■ Argentina
■ Terminal GNL de Pecem ■ Terminal GNL da Baía de Guanabara
■ Terminal GNL da Bahia

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 Comex Stat têm como referência a data do efetivo desembaraço alfandegário.

	Mês	Valor Total ⁽¹⁾ (US\$)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL ⁽²⁾ (m³)	Volume GN regas ⁽³⁾ (m³)	Preço FOB ⁽⁴⁾ (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
ANUAL	Total 2012	1.548.294.858	2.380.300.003	5.219.956	3.131.973.688	12,58	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE e Rio de Janeiro - RJ
	Total 2013	2.835.082.921	3.614.262.130	8.448.680	5.069.208.153	14,23	Nigéria; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago; Argélia; Bélgica; Noruega; França; Angola; Egito; Portugal	Pecém - CE, Rio de Janeiro - RJ
	Total 2014	3.139.392.160	4.077.607.944	8.942.123	5.365.273.611	14,89	Catar, Estados Unidos, Noruega, Holanda, Nigéria, Trinidad e Tobago, Guiné Equatorial, Angola, Espanha, Portugal	Pecém - CE, Aratu - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total 2015	2.754.400.514	5.747.703.888	12.604.614	7.562.768.274	9,27	Catar, Emirados Árabes, Espanha, Estados Unidos, Nigéria, Noruega, Portugal, Trinidad e Tobago, Holanda e Reino Unido	Pecém - CE, Aratu - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total 2016	767.536.464	2.302.980.763	5.050.396	3.030.237.846	6,45	Catar, Estados Unidos, Guiné Equatorial, Nigéria, Noruega, Reino Unido, Trinidad e Tobago e Bélgica	Pecém - CE, Aratu - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total 2017	484.111.749	1.427.584.640	3.130.668	1.878.400.842	6,56	Angola, Nigéria, Catar, Estados Unidos e Trinidad e Tobago	Pecém - CE e Aratu - BA
MENSAL	Total jan/18	33.215.051	88.241.614	193.512	116.107.387	7,28	Catar e Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Salvador-BA
	Total fev/18	75.182.198	200.359.483	439.385	263.630.899	7,26	Nigéria e Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Salvador-BA
	Total mar/18	13.271.633	31.950.312	70.066	42.039.884	8,03	Trinidad e Tobago	Pecém-CE
	Total abr/18	6.336.324	13.774.219	30.207	18.123.972	8,90	Estados Unidos	Salvador - BA
	Total mai/18	29.817.007	70.083.288	153.691	92.214.853	8,23	Trinidad e Tobago e Estados Unidos	Pecém-CE
	Total jun/18	8.270.956	24.673.774	54.109	32.465.492	6,48	Estados Unidos	Pecém-CE
	Total jul/18	155.049.756	375.071.067	822.524	493.514.562	8,00	Angola, Catar, Nigéria, Estados Unidos e Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Salvador-BA
	Total ago/18	191.316.828	425.501.001	933.116	559.869.738	8,70	Noruega, Nigéria, Estados Unidos e Trinidad e Tobago	Pecém - CE, Salvador - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total set/18	205.902.376	420.428.174	921.992	553.194.966	9,47	Estados Unidos, Trinidad e Tobago, Bélgica e Nigéria	Salvador - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total out/18	62.843.262	123.836.141	271.570	162.942.291	9,82	Bélgica e Noruega	Salvador - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total nov/18	75.247.184	144.884.398	317.729	190.637.366	10,05	Bélgica, França, Países Baixos (Holanda)	Salvador - BA
	dez/18	35.128.542	61.504.152	134.878	80.926.516	11,05	Noruega	Pecém - CE
	dez/18	30.853.250	64.773.030	142.046	85.227.671	9,21	Estados Unidos	Salvador - BA
	Total dez/18	65.981.792	126.277.182	276.924	166.154.187	10,11	Noruega e Estados Unidos	Pecém - CE e Salvador - BA
	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
	jan/19	32.364.112	70.861.239	155.397	93.238.472	8,83	Países Baixos (Holanda)	Salvador - BA
	jan/19	18.829.726	34.652.163	75.992	45.594.951	10,51	Estados Unidos	Salvador - BA
	Total jan/19	51.193.838	105.513.402	231.389	138.833.424	9,38	Países Baixos (Holanda), Estados Unidos	Salvador - BA
	fev/19	24.630.876	54.749.964	120.066	72.039.426	8,70	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
	Total fev/19	24.630.876	54.749.964	120.066	72.039.426	8,70	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
mar/19	37.092.039	71.980.690	157.852	94.711.434	9,97	Países Baixos (Holanda)	Salvador - BA	
mar/19	20.262.161	62.135.850	136.263	81.757.697	6,31	Trinidad e Tobago	Salvador - BA	
mar/19	18.026.227	60.729.647	133.179	79.907.430	5,74	Noruega	Salvador - BA	
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 2019	151.205.141	355.109.553	778.749	467.249.412	8,24	Países Baixos (Holanda), Estados Unidos, Trinidad e Tobago, Noruega	Salvador - BA e Rio de Janeiro - RJ	

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.

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
jan/2017	21.191.228	66.541.664	145.925	87.554.821	6,16	Índia	Pecém-CE
jun/2017	10.441.356	39.155.786	85.868	51.520.771	5,16	Argentina	Pecém-CE
jul/2017	14.326.329	59.967.627	131.508	78.904.772	4,62	Portugal	Pecém-CE
ago/2017	860.803	2.064.714	4.528	2.716.729	8,06	Grécia	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

* 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.

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 3,2% do volume importado.

Comparativo entre consumo e volume importado (Milhões de m³/dia)	Média	Média	Média	Média	2019												Média
	2015	2016	2017	2018	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2019
Consumo - GASBOL	1,19	1,09	0,79	0,63	0,69	0,85	0,23										0,58
Importação - Bolívia	32,03	28,33	24,33	22,11	17,23	25,22	13,11										18,30
Consumo - GASBOL (%)	3,7%	3,9%	3,2%	2,8%	4,0%	3,4%	1,7%										3,2%

Fontes: TSB e ANP

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 GAS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (milhões de m³/dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,609	0,624	0,623	0,623	0,660	0,630	0,589										0,627
Bahiagás (BA)	3,883	3,374	3,606	3,814	3,693	3,715	3,760										3,722
BR Distribuidora (ES)	3,378	2,622	2,734	2,791	2,443	3,258	2,067										2,567
Cebgás (DF)	0,006	0,005	0,004	0,005	0,006	0,006	0,006										0,006
Ceg (RJ)	14,298	10,592	13,072	11,516	7,324	11,518	9,530										9,389
Ceg Rio (RJ)	10,417	6,346	8,119	5,689	6,634	9,502	6,089										7,338
Cegás (CE)	1,833	1,361	1,587	0,834	0,648	1,391	0,861										0,953
Cigás (AM)	3,730	2,933	3,019	3,917	4,159	4,087	4,239										4,164
Comgas (SP)	14,276	11,996	11,761	14,237	14,075	16,222	13,973										14,708
Compagás (PR)	2,734	1,301	1,157	1,202	1,203	1,387	1,372										1,319
Copergás (PE)	4,210	4,714	4,583	4,808	3,065	3,065	5,454										3,888
Gas Brasileiro (SP)	0,784	0,742	0,683	0,713	0,617	0,657	0,633										0,635
Gasmig (MG)	3,885	2,959	3,603	3,018	3,238	3,900	3,408										3,503
Gaspisa (PI)	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
Msgás (MS)	2,809	1,175	1,447	1,214	1,284	2,451	0,830										1,491
Pbgás (PB)	0,306	0,275	0,266	0,265	0,268	0,254	0,238										0,253
Potigás (RN)	0,282	0,274	0,316	0,318	0,312	0,323	0,308										0,314
Gás Natural Fenosa (SP)	1,118	1,099	1,140	1,102	1,040	1,163	1,168										1,122
Scgás (SC)	1,732	1,683	1,791	1,929	1,819	1,993	1,981										1,929
Sergás (SE)	0,281	0,278	0,257	0,243	0,240	0,267	1,165										0,567
Sulgás (RS)	2,401	1,905	1,848	2,104	1,932	2,126	2,126										2,059
Goiasgás (GO)	0,003	0,003	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000										0,000
Gasmar (MA)	4,179	5,168	4,361	3,757	1,330	0,075	0,001										0,482
TOTAL DISTRIBUIDORAS	77,158	61,431	65,979	64,100	55,989	67,990	59,799										61,035

Fonte: Abegás

Dados preliminares estimados pelo MME

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

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Refinarias + Fafens	14,15	14,03	13,18	10,97	9,58	8,56	7,20										8,44

Fonte: ANP

Demanda Termelétrica Informada por Outros Agentes

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Termelétrico informado por outros agentes ¹	7,33	4,74	6,55	3,77	2,18	4,89	3,02										3,31

1 - De modo geral, a demanda termelétrica informada por outros agentes está relacionada aos empreendimentos que receberam gás natural sem a comercialização da molécula pela distribuidora.

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	2019												Média 2019	
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,609	0,623	0,623	0,622	0,660	0,630	0,589											0,627
Bahiagás (BA)	3,630	3,363	3,604	3,801	3,685	3,617	3,626											3,644
BR Distribuidora (ES)	2,351	1,654	1,747	1,837	1,941	2,787	2,001											2,225
Cebgás (DF)	0,006	0,005	0,004	0,005	0,006	0,006	0,006											0,006
Ceg (RJ)	4,090	4,058	4,324	4,458	4,308	4,324	4,363											4,332
Ceg Rio (RJ)	2,399	2,068	2,526	2,299	2,334	2,419	2,532											2,429
Cegás (CE)	0,460	0,445	0,459	0,525	0,548	0,568	0,536											0,550
Cigás (AM)	0,089	0,096	0,099	0,109	0,108	0,117	0,111											0,112
Comgas (SP)	11,748	11,437	11,755	12,448	11,973	12,574	12,400											12,307
Compagás (PR)	1,415	1,258	1,158	1,201	1,202	1,387	1,372											1,318
Copergás (PE)	2,564	2,684	2,579	3,011	2,921	2,921	3,121											2,990
Gas Brasileiro (SP)	0,785	0,742	0,682	0,713	0,617	0,657	0,633											0,635
Gasmig (MG)	2,578	2,335	2,613	2,606	2,646	2,462	2,417											2,510
Gaspisa (PI)	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
Msgás (MS)	0,209	0,292	0,438	0,587	0,606	0,650	0,594											0,615
Pbgás (PB)	0,306	0,275	0,266	0,265	0,268	0,254	0,238											0,253
Potigás (RN)	0,282	0,274	0,315	0,318	0,312	0,323	0,308											0,314
Gás Natural Fenosa (SP)	1,117	1,099	1,140	1,103	1,040	1,163	1,168											1,122
Scgás (SC)	1,732	1,683	1,791	1,929	1,819	1,993	1,981											1,929
Sergás (SE)	0,281	0,278	0,257	0,243	0,240	0,267	1,165											0,567
Sulgás (RS)	1,937	1,905	1,848	2,104	1,932	2,126	2,126											2,059
Goiasgás (GO)	0,003	0,003	0,002	0,002	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
TOTAL DISTRIBUIDORAS SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO	38,595	36,581	38,232	40,186	39,165	41,247	41,288											40,544
SEGMENTO TERMELÉTRICO	38,562	24,850	27,747	23,914	16,824	19,249	16,093											17,327

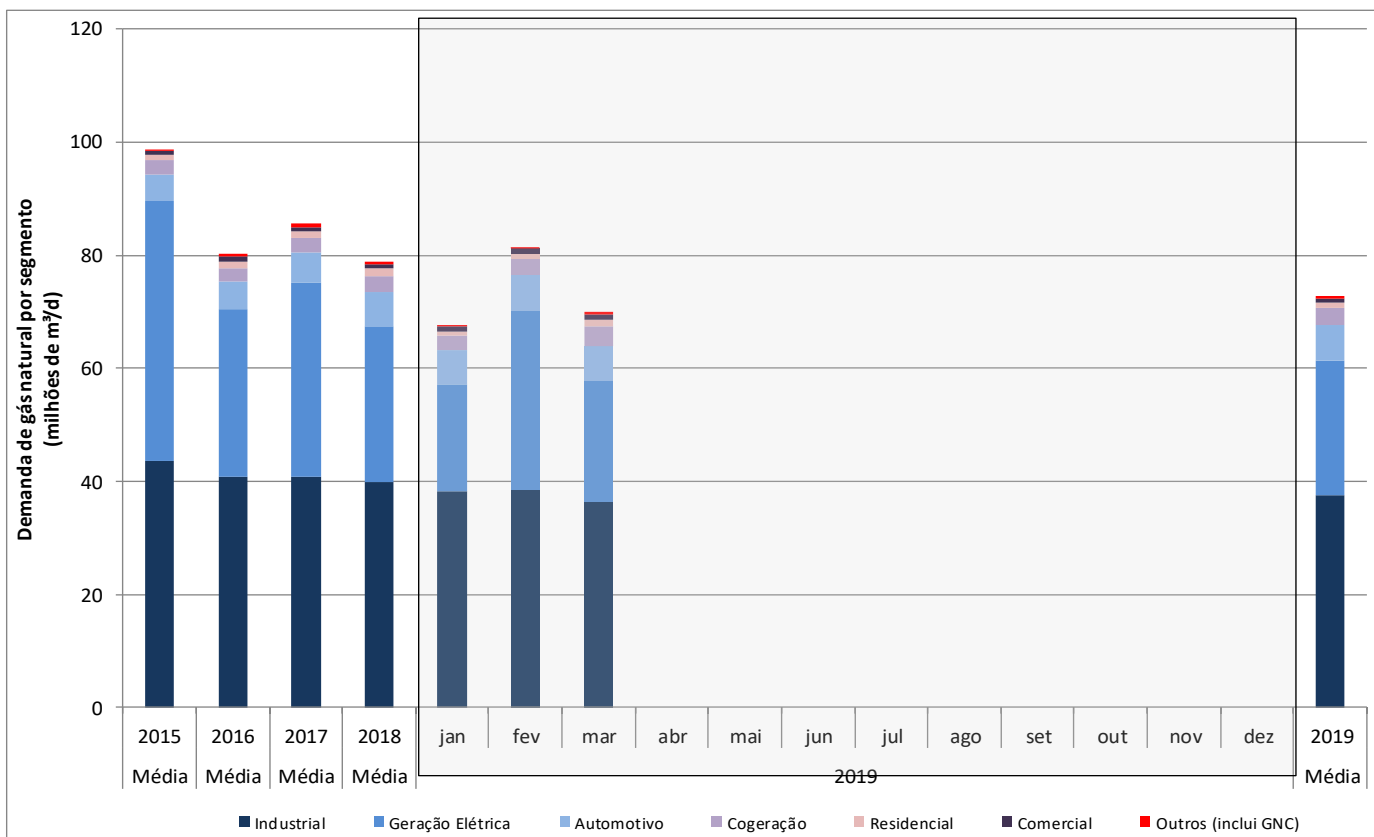
Fonte: Abegás

Dados preliminares estimados pelo MME

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.

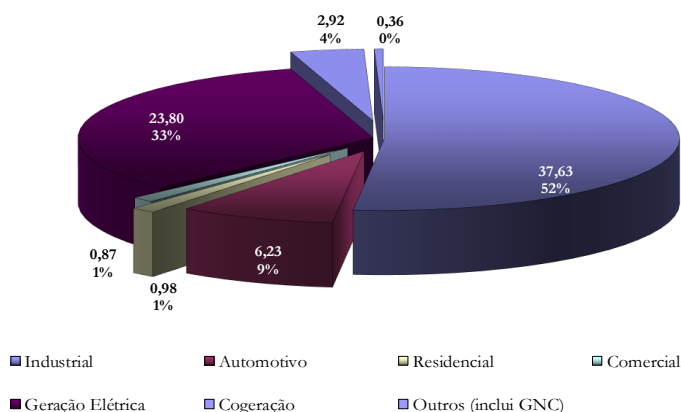


Os valores utilizados na elaboração do gráfico acima constam na página 2 deste Boletim.

A redução da demanda total está relacionada principalmente com o segmento termelétrico. Sobre esse consumo, destaca-se que o CMO médio caiu de 276 para 158 R\$/MWh, como efeito, foi verificado decréscimo desse segmento, que passou de 31,6 para 21,5 milhões de m³/dia. As usinas com maior redução da geração foram Mario Lago no Rio de Janeiro e Fernando Gasparian em São Paulo. Em relação à demanda industrial é importante notar que houve redução principalmente no consumo das refinarias e fafens.

Segmentação do Consumo de Gás Natural - média 2018

Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 94% 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 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2018	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial - Distribuidoras	29,46	26,79	27,59	28,78	28,56	29,91	29,16											29,19
Refinarias e fafens	14,15	14,03	13,18	10,97	9,58	8,56	7,20											8,44
Demanda Industrial total	43,61	40,82	40,77	39,75	38,14	38,47	36,36											37,63

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 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
REPAR	1,16	1,13	1,23	0,93	0,67	1,17	0,00											0,59
REPLAN	2,20	1,93	1,94	1,82	1,90	1,76	1,95											1,87
REDUC	2,00	1,92	1,72	0,48	0,16	0,17	0,27											0,20
REVAP	2,65	2,31	2,18	2,25	2,17	1,58	2,10											1,96
RPBC	0,59	0,85	0,65	0,25	0,24	0,21	0,28											0,24
RLAM	0,86	1,14	1,19	1,00	0,85	1,13	0,70											0,89
REGAP	0,79	0,78	0,81	0,79	0,84	0,70	0,83											0,79
REFAP	0,69	0,58	0,46	0,49	0,26	0,43	0,00											0,22
RECAP	0,36	0,40	0,39	0,45	0,47	0,38	0,44											0,43
REMAN	0,17	0,18	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18											0,17
LUBNOR	0,08	0,10	0,07	0,07	0,07	0,00	0,06											0,04
RPCC	0,05	0,05	0,09	0,01	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
TOTAL	11,61	11,36	10,89	8,70	7,79	7,70	6,81											7,43

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 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
FAFEN-BA	1,17	1,39	1,25	1,17	0,99	0,78	0,33											0,69
FAFEN-SE	1,37	1,28	1,04	1,10	0,80	0,08	0,06											0,32
TOTAL	2,54	2,67	2,29	2,27	1,79	0,86	0,39											1,02

Fonte: ANP

Demanda de Gás Natural

Detalhamento da Demanda Termelétrica a Gás Natural

O parque térmico a gás natural é composto por 35 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 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2018
						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	38,57	24,84	27,73	23,92	16,82	26,74	18,51										20,49
	Termelétrico informado por outros agentes ²	7,33	4,70	6,55	3,77	2,18	4,89	3,02										3,31
	Demanda Termelétrica total	45,90	29,57	34,25	27,69	19,00	31,64	21,53										23,80
Energia gerada (mil GWh) ¹		70,40	47,83	53,81	41,62	2,53	3,95	2,94										9,42
Estimativa de eficiência (%)	Poder calorífico = 9.400 kcal/m ³	38,4%	40,4%	39,3%	37,7%	39,2%	40,8%	40,2%										40,2%
	Poder calorífico = 9.900 kcal/m ³	36,5%	38,4%	37,3%	35,8%	37,3%	38,7%	38,2%										38,2%

Fonte: ANP, Abegás, Petrobras e ONS.

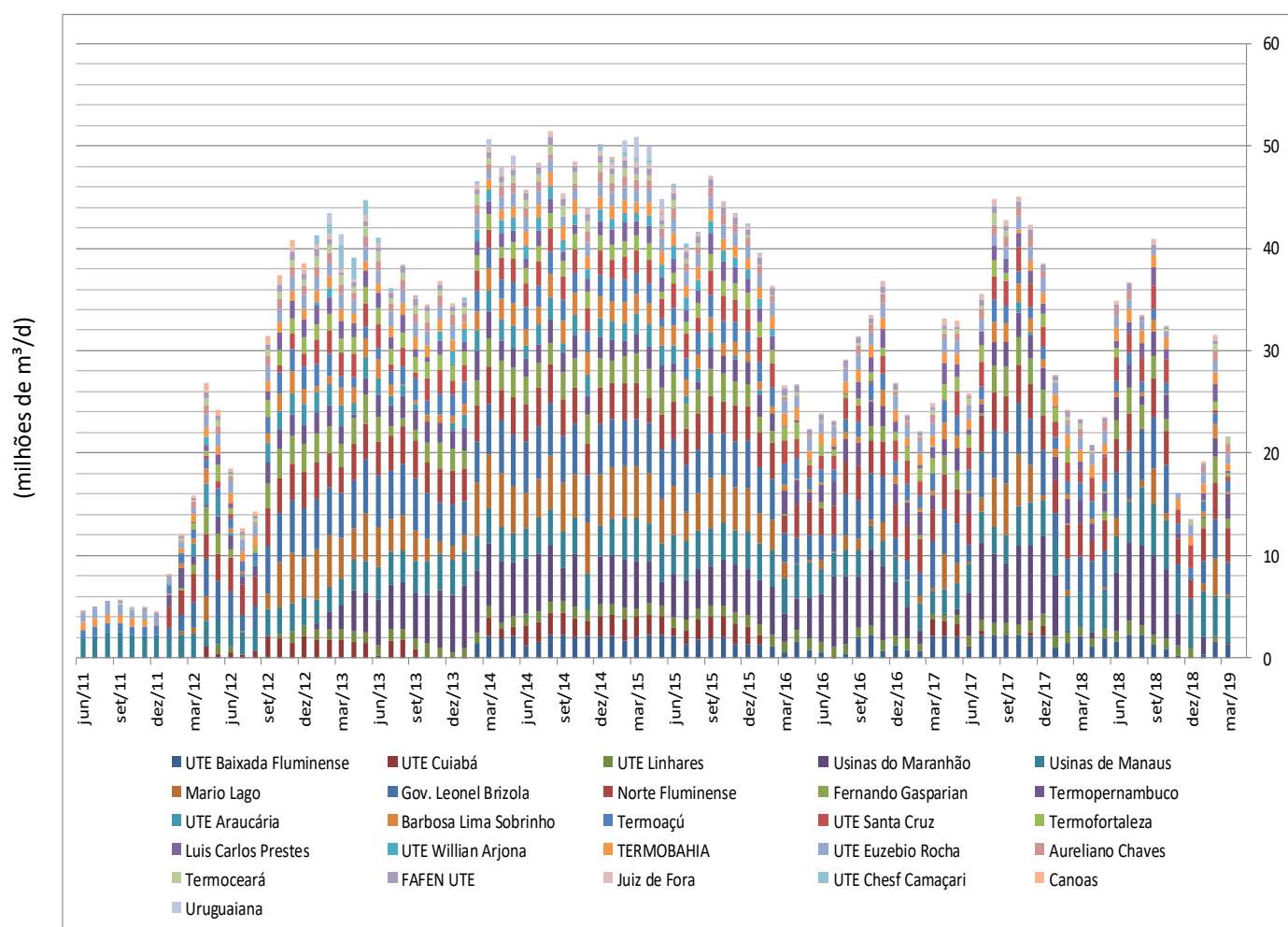
Os dados ONS estão disponíveis no endereço eletrônico: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

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

2 - Empreendimentos que receberam gás natural sem a comercialização da molécula pela distribuidora.

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.

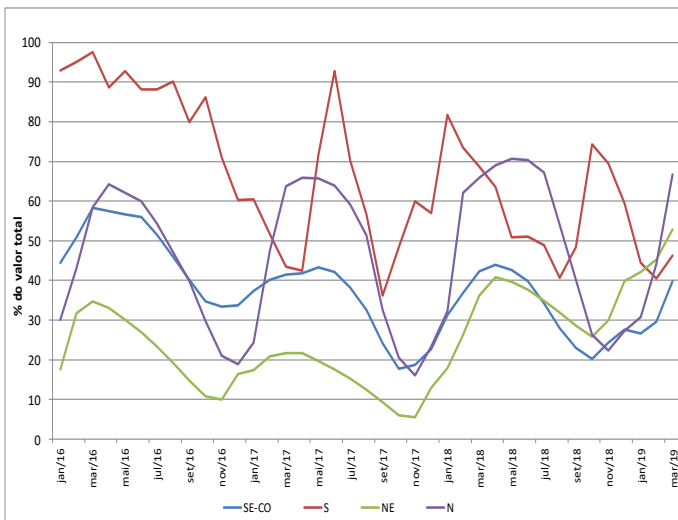
Demanda de Gás Natural

Armazenamento e Afluências no SIN

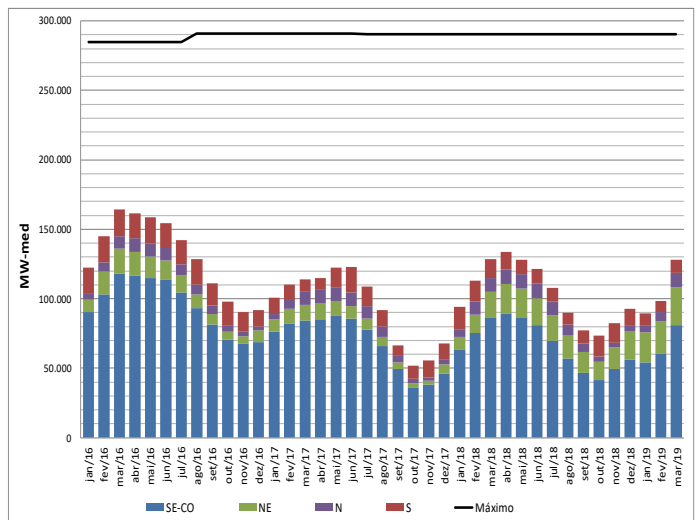
Energia Armazenada

Os gráficos abaixo apresentam o histórico, a partir de janeiro de 2011, 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



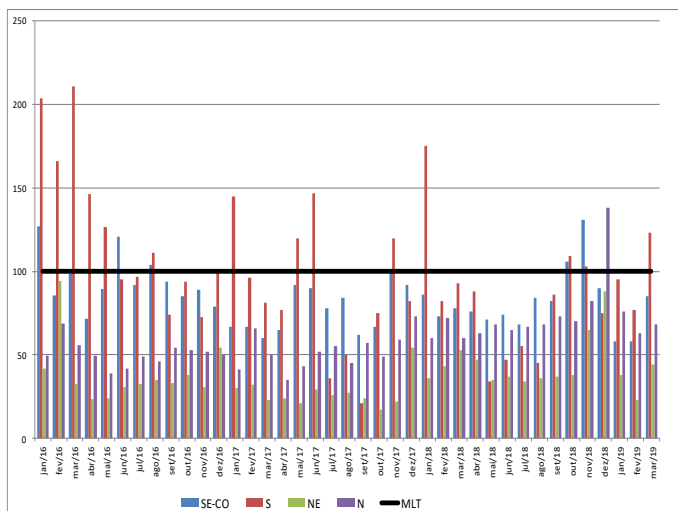
Em MWmês



Energia Natural Afluente - ENA

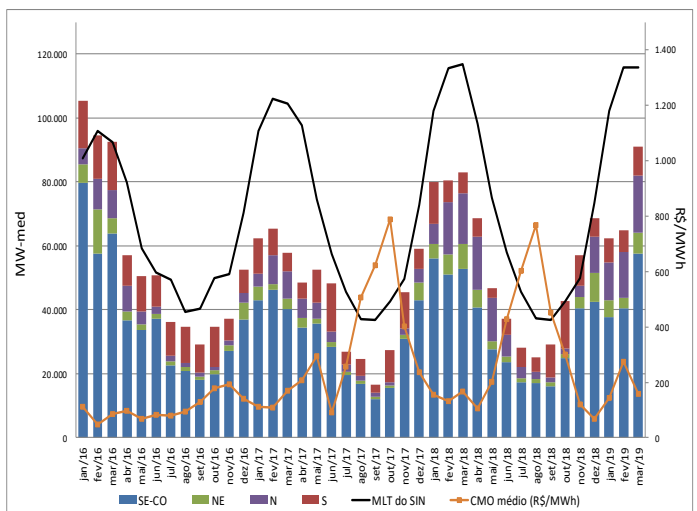
Percentual da Média de Longo Termo - MLT

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
02/02/2019 a 08/02/2019	462,50	462,50	140,30	26,70	276
09/02/2019 a 15/02/2019	528,00	528,00	173,80	54,40	
16/02/2019 a 22/02/2019	464,50	464,50	166,40	35,50	
23/02/2019 a 01/03/2019	360,80	360,80	180,40	0,00	
02/03/2019 a 08/03/2019	258,40	258,40	155,70	0,00	158
09/03/2019 a 15/03/2019	258,60	258,60	162,30	0,00	
16/03/2019 a 22/03/2019	199,30	199,30	149,00	0,00	
23/03/2019 a 29/03/2019	237,30	237,30	160,20	0,00	

Comparando os meses de fevereiro e março de 2019, o CMO médio caiu de 276 para 158 R\$/MWh. Com o resultado a geração termelétrica mensal a gás natural passou de 3,95 para 2,94 mil GWh (o consumo de gás natural passou de 31,5 para 21,5 milhões de m³/dia).

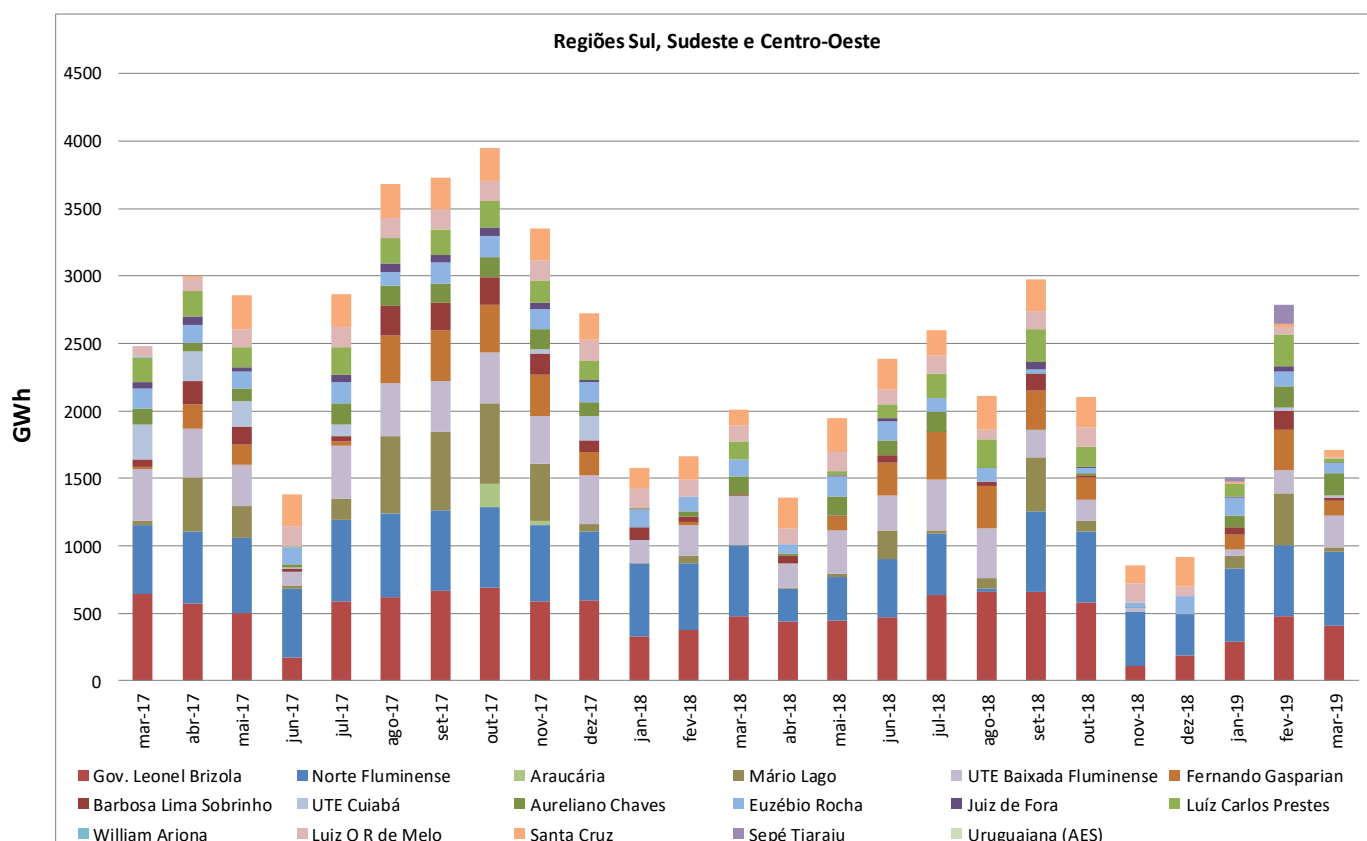
Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Construção

Usina	UF	Situação	Potência Usina (MW)	Garantia Física Usina (MWmed)	Combustível	Unidade Geradora	Potência Unidade Geradora (MW)	Data de Tendência
Porto De Sergipe I	SE	Em construção	1.515,6	867,0	Gás Natural	1	332,7	01/01/2020
					Gás Natural	2	332,7	01/01/2020
					Gás Natural	3	332,7	01/01/2020
					Vapor	4	517,5	01/01/2020
Novo Tempo GNA II	RJ	Em construção	1.299,0	611,9	Gás Natural	1 a 3	855,8	01/01/2021
					Vapor	4	443,1	01/01/2021
Oeste de Canoas 1	MA	Não iniciado	5,5	3,4	Gás Natural	1 a 3	5,4	21/06/2021
					Gás Natural	4	0,2	21/06/2021
Vale Azul II	RJ	Não iniciado	466,3	420,9	Gás Natural	1	313,2	31/12/2021
					Vapor	2	153,1	31/12/2021
GNA Porto do Açu III	RJ	Não iniciado	1.672,6	1.547,4	Gás Natural	1	366,7	01/01/2023
					Gás Natural	2	366,7	01/01/2023
					Gás Natural	3	366,7	01/01/2023
					Vapor	4	572,4	01/01/2023
Parnaíba 5A e 5B	MA	Não iniciado	363,2	326,4	Vapor	1 e 2	363,2	01/01/2024

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

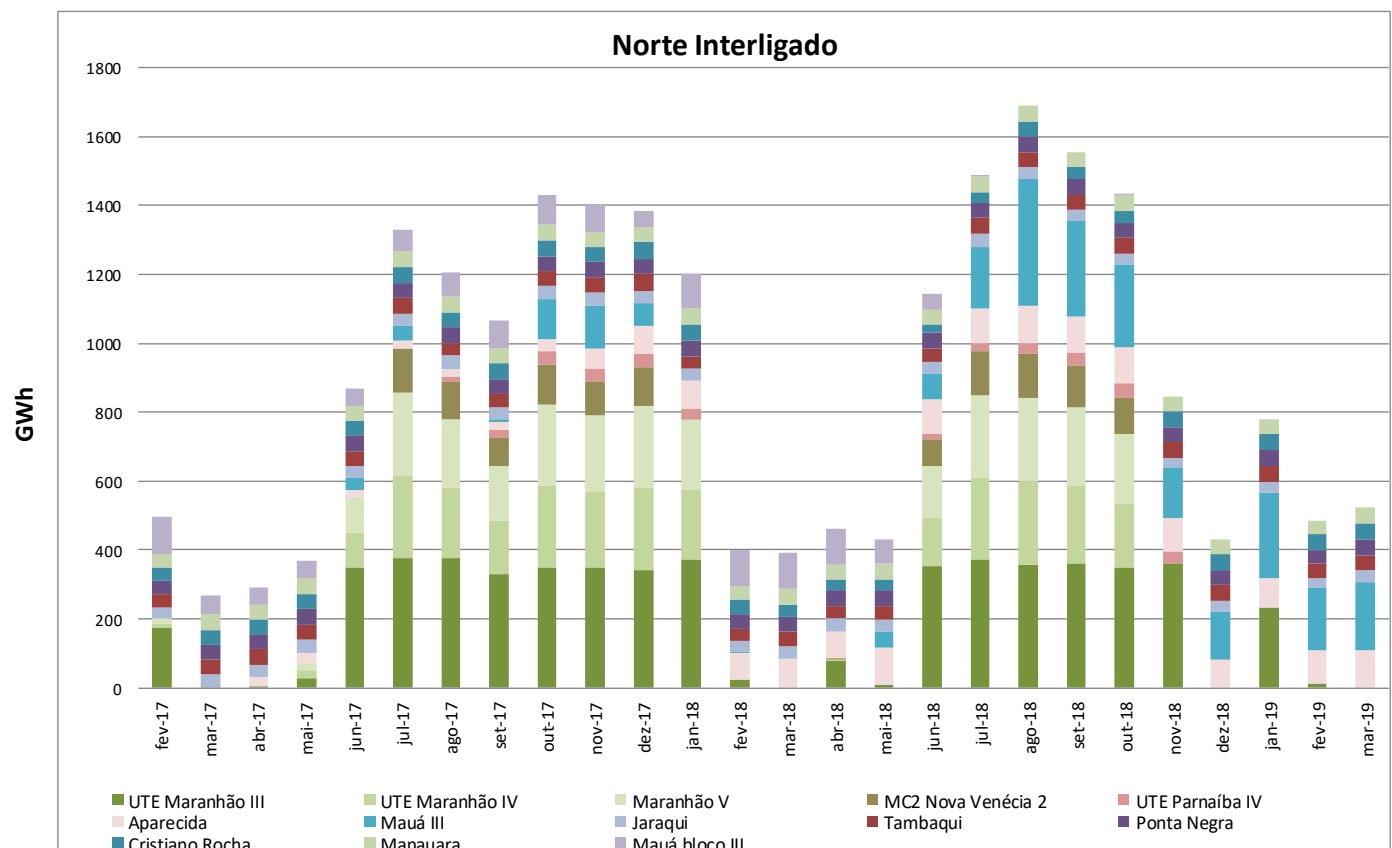
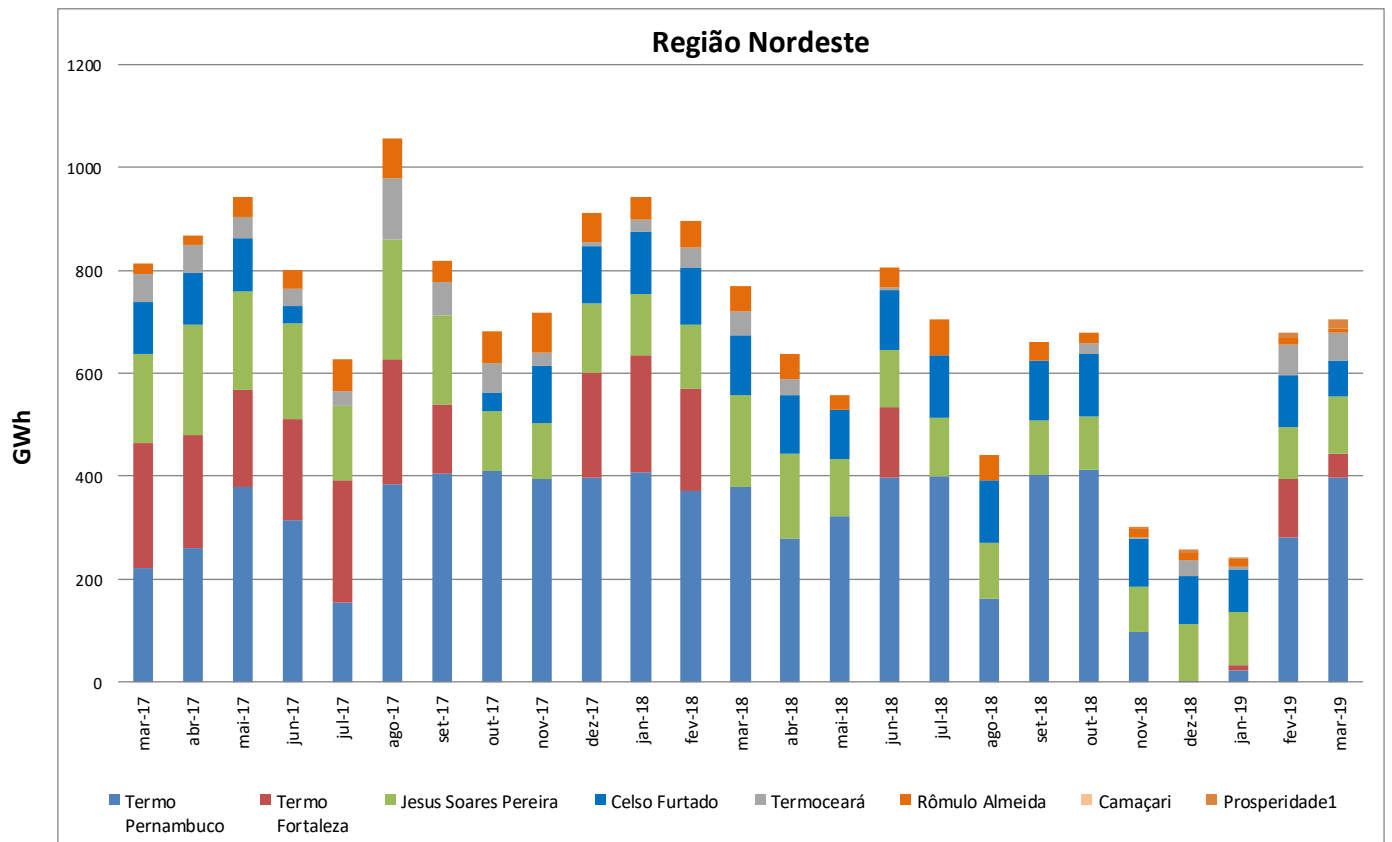
Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>

Sistema Interligado Nacional–SIN



Demanda de Gás Natural

Sistema Interligado Nacional–SIN



Fonte: ONS.

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.

Contratos Petrobras - Distribuidoras

3 distribuidoras possuem contrato do tipo **Nova Política Modalidade Firme** (Cegás, Copergás e Sulgás).

14 distribuidoras possuem contrato do tipo **Nova Política Modalidade Firme Renegociado** (Algás, Bahia-gás, BR distribuidora-ES, Ceg, Ceg Rio, PBgás, Potigás, Sergás, Comgás, Gasmig, São Paulo Sul, Gas-brasiliiano, Compagás, Msgás).

5 distribuidoras possuem contrato do tipo **Gás Importado**, referente ao gás boliviano (Msgás, Comgás, Compagás, Scgás e Sulgás).

Preço Petrobras para Distribuidora março/2019 (Preços isentos de tributos e encargos)			
Contrato: Nova Política Modalidade Firme			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Parcela Fixa	Parcela Variável	Total
Brasil	2,0487	7,3111	9,3598
Contrato: Nova Política Modalidade Firme Renegociado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Molécula	Total
Nordeste	1,5919	8,7073	10,2993
Sudeste, Sul e Centro Oeste	1,5850	8,8366	10,4215
Brasil	1,5875	8,7904	10,3779
Contrato: Gás Importado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Commodity	Total
Sudeste e Centro Oeste	1,9674	6,7966	8,7640
Sul	1,9701	6,5917	8,5618
Brasil	1,9690	6,6737	8,6427
Dólar de conversão R\$/US\$:		março-19	3,8465

Fonte: MME, a partir de dados originários da Petrobras.

Dados originalmente obtidos da Petrobras.

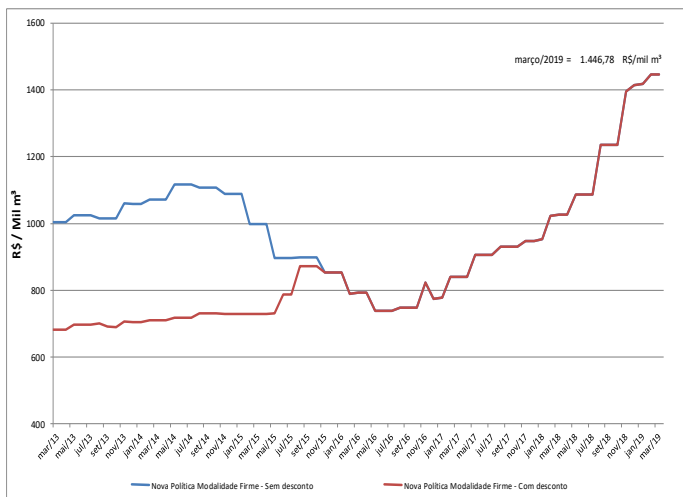
Médias regionais simples (não ponderadas por volume).

A partir de dezembro de 2016 passaram a vigorar renegociações do contrato Nova Política Modalidade Firme, sendo discriminados os valores de transporte e molécula.

Para algumas distribuidoras com contrato do tipo Gás Importado, o valor das parcelas transporte e commodity é informado pela Petrobras em R\$/mil m³, para outras distribuidoras a informação é dada em US\$/MMBTU.

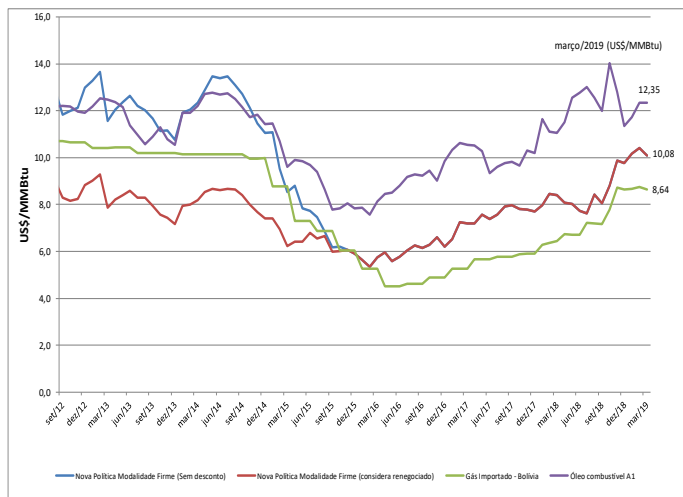
Histórico de Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

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 provisório concedido pela Petrobras, em R\$/mil m³. Desde novembro de 2015 não é aplicado desconto provisório pela Petrobras (a seu exclusivo critério) sobre os preços contratuais da nova política modalidade firme.

Fonte: MME, a partir de dados originários da Petrobras.



Em março de 2019, o preço do gás natural Nova Política Modalidade Firme (considerando também os contratos renegociados) foi equivalente a 82% do preço do óleo combustível A1 (preços para distribuidora).

Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural - Programa Prioritário Termelétrico (PPT)

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2018
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	3,96	3,94	4,18	4,22	4,16	4,17	4,17										4,17

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) março, 2019			
Segmento	Faixa de consumo	R\$/m³	US\$/MMBtu
Preços das Distribuidoras Industrial (m³/d)	2.000	2,6155	18,2297
	20.000	2,2856	15,9306
	50.000	2,2314	15,5527
Residencial (m³/mês)	12	4,5052	31,4012
Comercial (m³/mês)	800	3,7647	26,2403
Automotivo (Postos)	faixa única	2,3444	16,3402
ANP Automotivo (Consumidor Final)	faixa única	3,1540	21,9834

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 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Média Nacional (R\$/m³)	até 2.000 m³/d	1,68	1,68	1,83	2,23	2,50	2,69	2,62										2,60
	até 20.000 m³/d	1,50	1,49	1,62	1,95	2,21	2,31	2,29										2,27
	até 50.000 m³/d	1,46	1,45	1,56	1,89	2,15	2,24	2,23										2,21
Média Nacional (US\$/MMBtu)	até 2.000 m³/d	13,69	13,00	15,35	16,35	17,89	19,40	18,23										18,48
	até 20.000 m³/d	12,17	11,54	13,59	14,36	15,84	16,62	15,93										16,11
	até 50.000 m³/d	11,83	11,19	13,14	13,87	15,38	16,13	15,55										15,67

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.

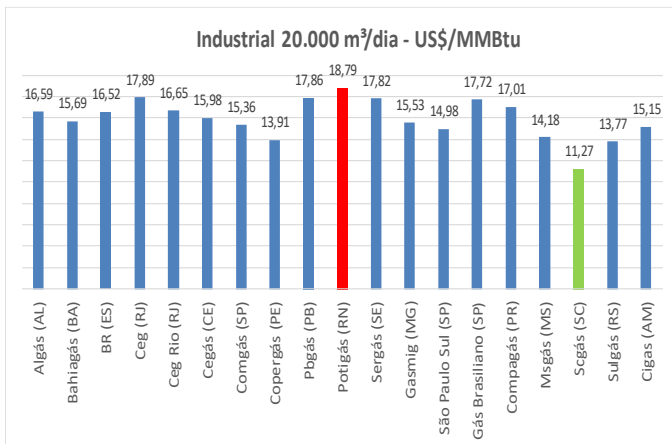
Preço do GNV ao consumidor final e à distribuidora (com impostos)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Preço médio ao consumidor (R\$/m³)	2,06	2,25	2,34	2,73	3,08	3,13	3,15											3,12
Preço médio distribuidora (R\$/m³)	1,52	1,60	1,68	1,98	2,33	2,35	2,40											2,36
Preço médio ao consumidor (US\$/MMBtu)	16,77	17,41	19,64	20,04	22,10	22,54	21,98											22,20
Preço médio distribuidora (US\$/MMBtu)	12,37	12,37	14,13	14,56	16,72	16,90	16,74											16,78

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

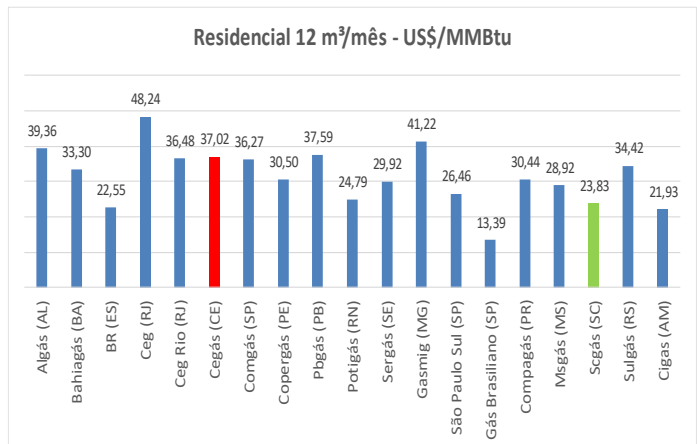
Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural ao Consumidor Final - Por Distribuidora

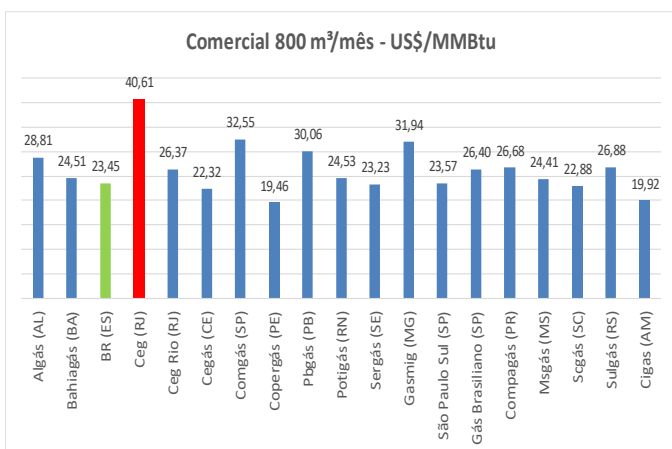
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em março de 2019, para o segmento industrial de consumo igual a 20.000 m³ por dia.



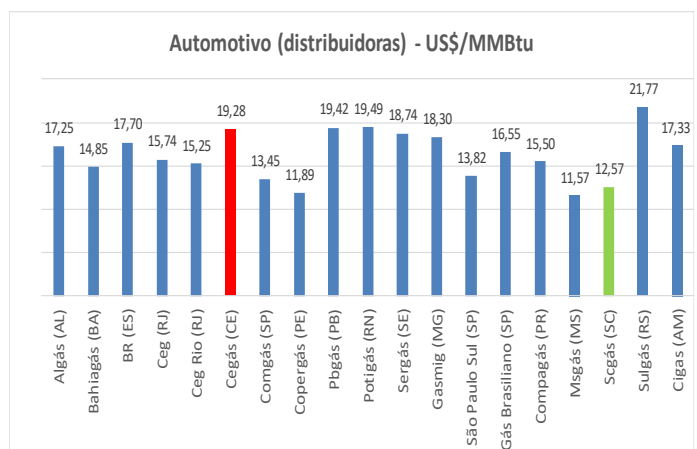
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em março de 2019, para o segmento residencial, considerando o consumo igual a 12 m³ por mês.



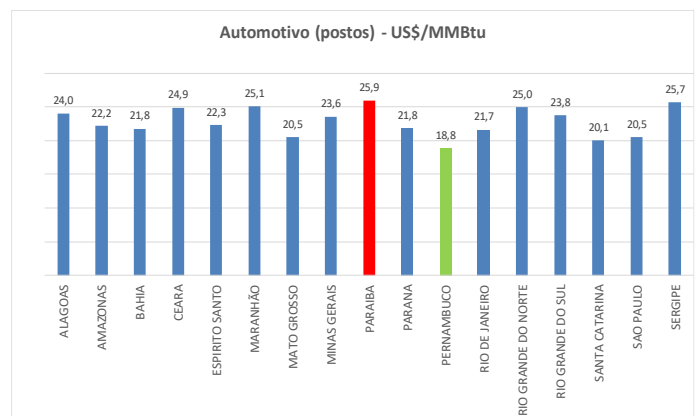
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em março de 2019, para o segmento comercial, considerando o consumo igual a 800 m³ por mês.



O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em março de 2019, 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, vigentes em março de 2019, 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 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
GNL utilizado no Japão ⁽¹⁾	7,90	6,08	7,30	9,92	8,20	7,50	6,40											7,37
GNL da Indonésia no Japão	10,94	7,37	8,61	10,65	12,01	11,81	11,81											11,88
GNL utilizado no Brasil ⁽²⁾	13,86	6,45	6,56	8,72	9,38	8,70	7,48											8,24

Fontes:

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

GNL da indonésia no Japão: Indexmundi

GNL utilizado no Brasil: AliceWeb

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

(2) Preço FOB

nd = informação não disponível

Preços Internacionais de Gás Natural

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Gás russo vendido na Europa	7,31	4,35	5,67	7,80	7,26	6,01	5,18											6,15
NBP *	6,56	4,73	5,83	7,68	7,80	6,37	5,40											6,52
Henry Hub	2,62	2,50	2,96	3,15	3,08	2,72	2,94											2,91
Petróleo Brent	9,34	7,85	9,69	12,66	10,56	11,43	11,83											11,27
Petróleo WTI	8,68	7,70	9,07	11,55	9,18	9,79	10,36											9,78
Petróleo Brent (US\$/bbl)	52,43	44,05	54,39	71,07	59,27	64,13	66,41											63,27
Petróleo WTI (US\$/bbl)	48,74	43,23	50,92	64,83	51,52	54,95	58,15											54,87

Fontes:

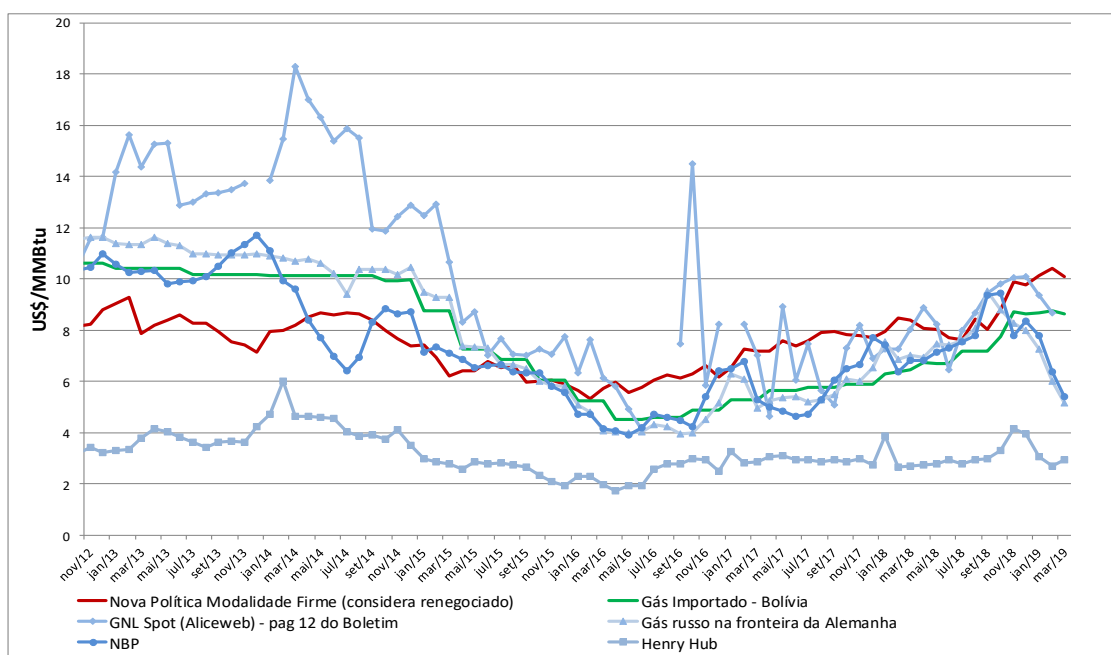
Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI), US Energy Information Administration (eia).Preço do Petróleo: www.indexmundi.com (FMI), U.S. Energy Information Administration (eia).

* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

nd = informação não disponível

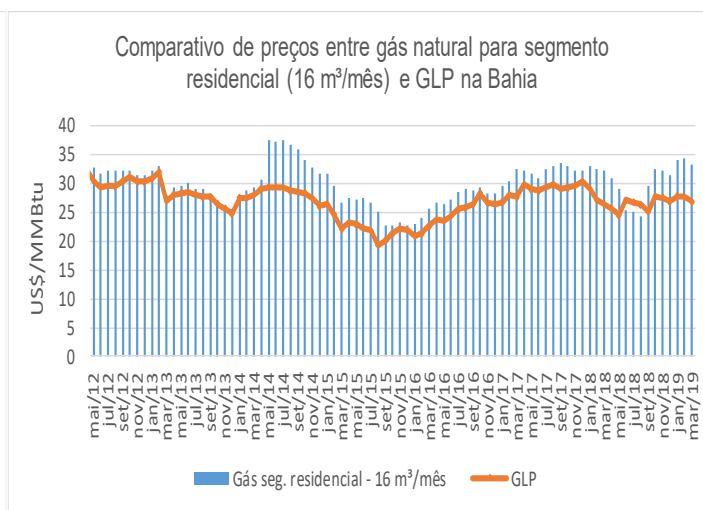
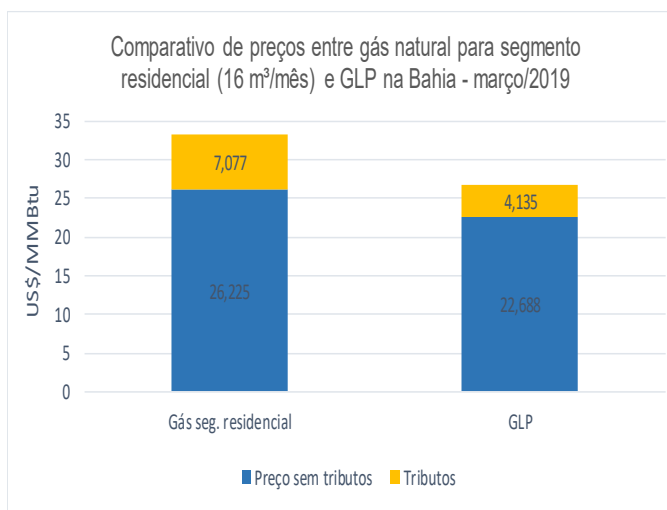
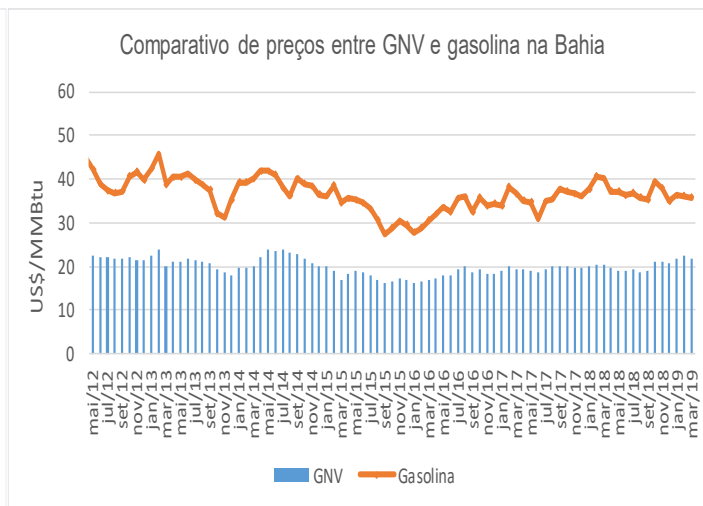
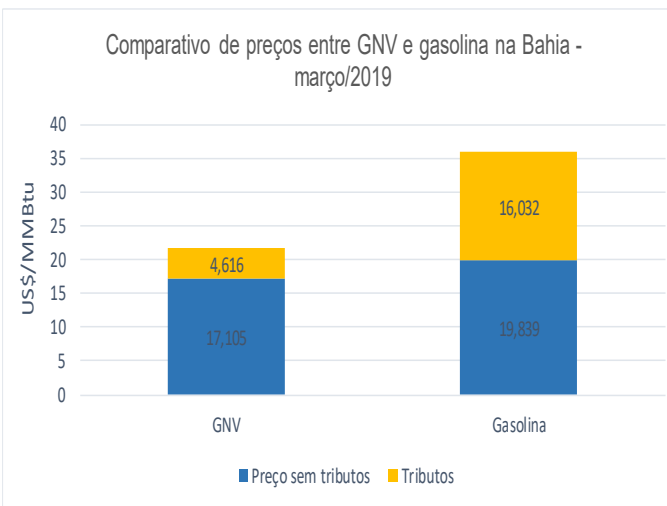
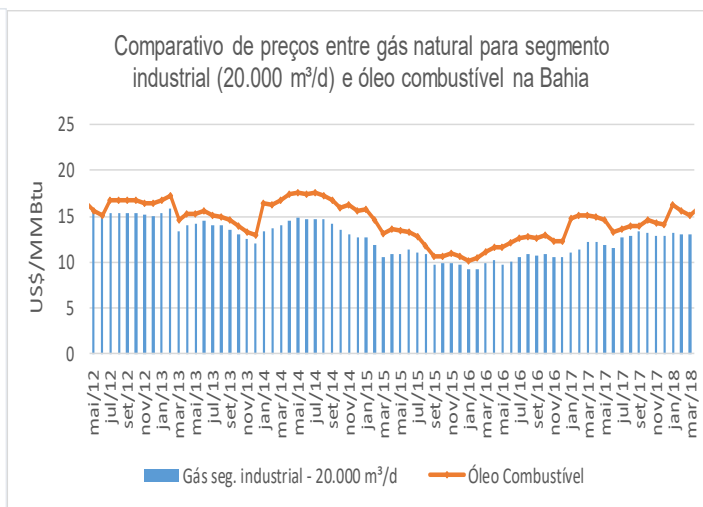
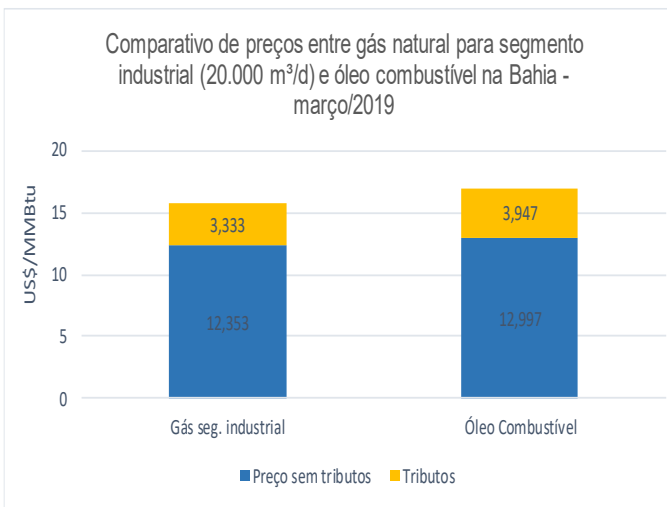
Comparativo de Preços de Gás Natural e GNL

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



Preços e Competitividade

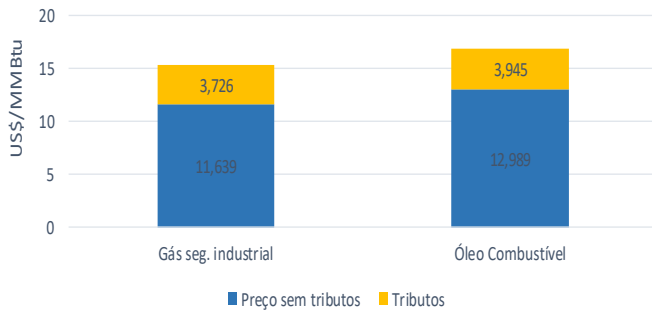
Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS) - preços ao consumidor final



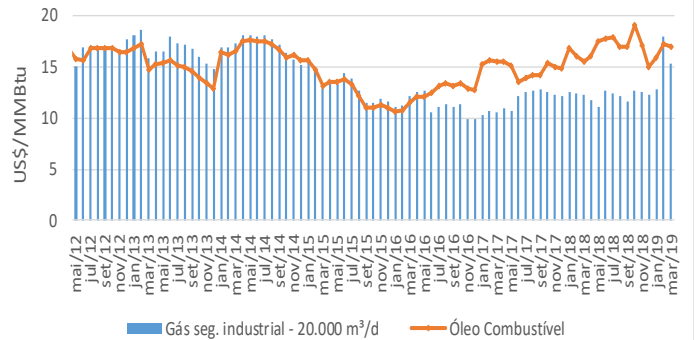
Preços e Competitividade

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

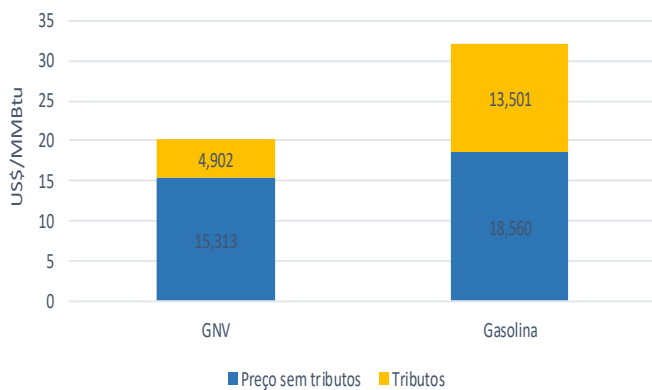
Comparativo de preços entre gás natural para segmento industrial (20.000 m³/d) e óleo combustível em São Paulo - março/2019



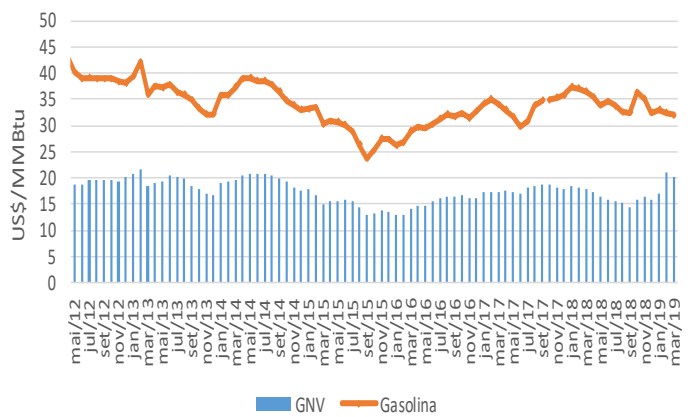
Comparativo de preços entre gás natural para segmento industrial (20.000 m³/d) e óleo combustível em São Paulo



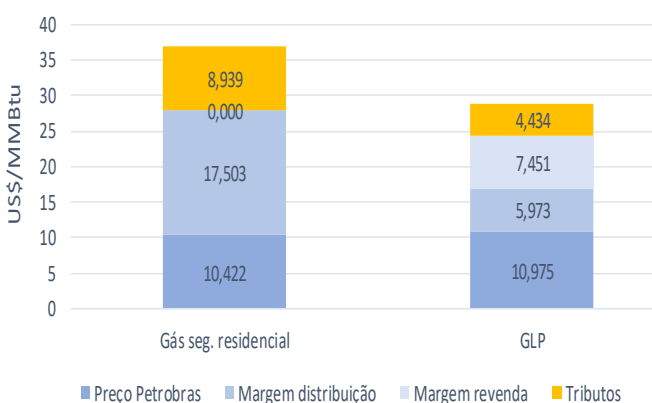
Comparativo de preços entre GNV e gasolina em São Paulo - março/2019



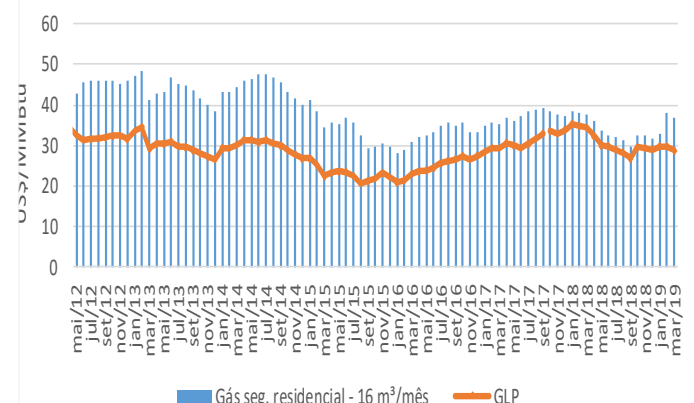
Comparativo de preços entre GNV e gasolina em São Paulo



Comparativo de preços entre gás natural para segmento residencial (16 m³/mês) e GLP em São Paulo



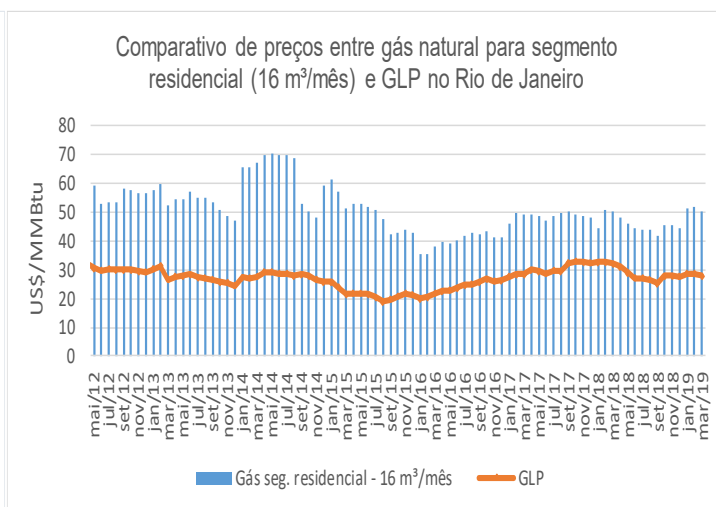
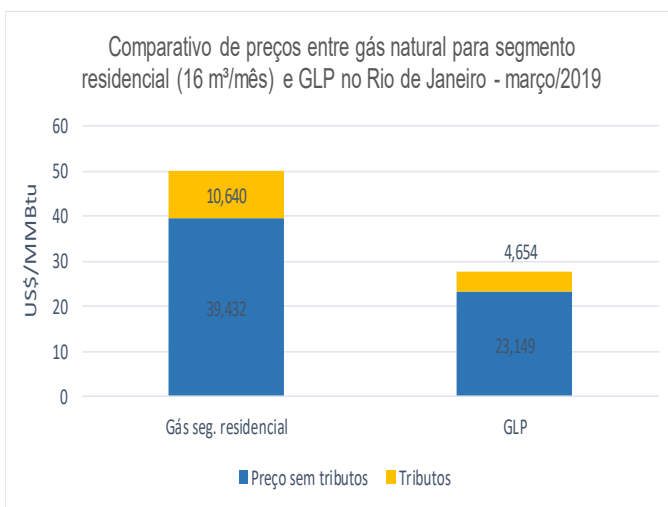
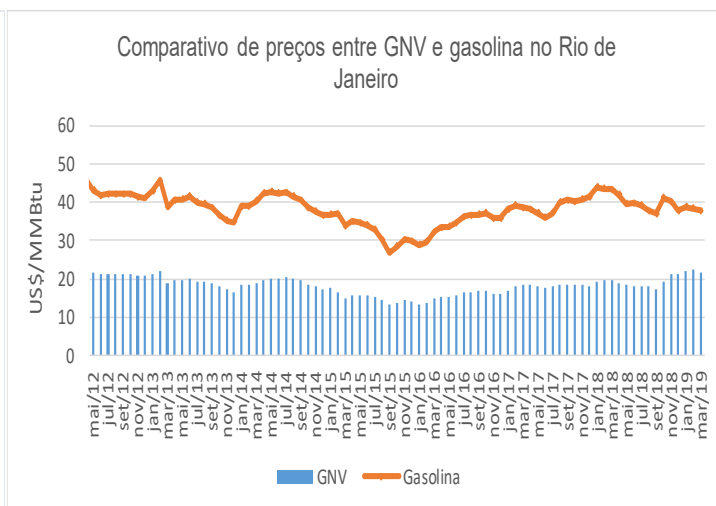
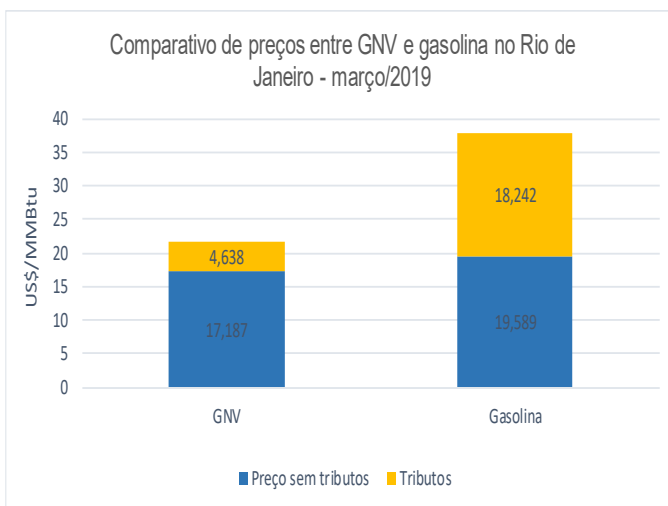
Comparativo de preços entre gás natural para segmento residencial (16 m³/mês) e GLP em São Paulo



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.



Balancos Internacionais

Bolívia (em milhões de m³/dia)

	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	60,77	58,31	56,66	53,00	42,79	53,69	37,01										44,50
Reinjeção	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Queima e perda	0,50	0,26	0,18	0,20	0,27	0,25	0,23										0,25
Consumo nas unidades de E&P	0,87	0,87	0,93	0,89	0,81	0,85	0,77										0,81
Convertido em líquido	0,52	0,74	0,46	0,42	0,36	0,42	0,32										0,36
Consumo no Transporte	1,28	1,86	1,92	2,14	2,24	1,89	2,25										2,13
DISPONIBILIZADO	57,51	54,58	53,17	49,35	39,12	50,28	33,44										40,95
CONSUMO INTERNO DE GÁS	9,98	11,07	11,43	11,41	10,41	11,57	10,49										10,82
Residencial	0,35	0,39	0,43	0,45	0,46	0,51	0,43										0,46
Comercial	0,14	0,15	0,16	0,17	0,17	0,18	0,16										0,17
Veicular	1,88	1,92	2,02	2,14	2,13	2,46	1,97										2,19
Geração Elétrica	4,75	5,81	5,51	5,07	4,24	4,69	4,73										4,55
Refinarias	0,34	0,33	0,36	0,31	0,29	0,29	0,29										0,29
Indústria	2,47	2,47	2,47	2,46	2,26	2,55	2,14										2,32
PSL's	0,15	0,00	0,47	0,81	0,87	0,90	0,78										0,85
EXPORTAÇÃO	47,51	43,51	41,74	37,94	28,71	38,47	22,91										30,03
BRASIL	31,26	28,06	23,65	21,86	17,06	24,73	12,93										18,24
ARGENTINA	15,75	15,43	17,74	16,09	11,64	13,73	9,97										11,78

Fontes:
 Dats Demanda de Gas Local : Estimados sobre la base de datos anteriores. Balance PEB. Informacion ANH.
 Dats de Producción : Informe Mensual de Producción Nacional de Gas Natural por Empresa YPFB.
 Dats Exportación : Balance PEB.

Uruguai (em milhões de m³/dia)

	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
IMPORTAÇÃO	0,15	0,17	0,14	0,14	0,06	0,06	0,08										0,07
Argentina	0,15	0,17	0,14	0,14	0,06	0,06	0,08										0,07
OFERTA DE GÁS	0,15	0,17	0,14	0,14	0,06	0,06	0,08										0,07
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,15	0,17	0,19	0,18	0,24	0,53	0,12										0,30
Residencial	0,07	0,08	0,06	0,08	0,02	0,02	0,02										0,02
Comercial	0,06	0,06	0,07	0,07	0,05	0,06	0,04										0,05
Veicular	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Geração Elétrica	0,00	0,00	0,03	0,01	0,16	0,43	0,00										0,19
Industriais	0,01	0,01	0,01	0,03	0,02	0,03	0,03										0,03
Consumo próprio setor energético	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,03										0,01

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería.

Balancos Internacionais

Argentina (em milhões de m³/dia)

	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	117,55	123,26	122,18	128,83	129,03	134,66	129,48										131,06
Austral	26,45	29,02	29,26	31,56	31,18	31,84	32,22										31,75
Golfo San Jorge	15,66	15,63	14,65	13,56	13,10	13,25	13,32										13,22
Neuquina	67,48	71,15	71,55	77,79	79,35	84,28	78,72										80,78
Noroeste	7,81	7,32	6,58	5,78	5,27	5,15	5,09										5,17
Cuyana	0,15	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13										0,13
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	92,43	96,19	96,41	101,91	100,54	98,57	98,83										99,31
IMPORTAÇÃO	31,56	29,93	31,14	26,71	15,21	15,10	10,00										13,44
Importação da Bolívia	16,36	15,73	18,13	16,35	15,10	15,10	10,00										13,40
Importação do Chile	0,00	0,98	0,78	0,59	0,11	0,00	0,00										0,04
Gasandes	0,00	0,74	0,75	0,28	0,00	0,00	0,00										0,00
Norandino	0,00	0,23	0,03	0,30	0,00	0,00	0,00										0,00
Importação GNL	15,20	13,22	12,23	9,77	0,00	0,00	0,00										0,00
Bahia Blanca	8,45	6,11	6,06	4,63	0,00	0,00	0,00										0,00
Escobar	6,74	7,11	6,16	5,14	0,00	0,00	0,00										0,00
EXPORTAÇÃO	0,00	0,00	0,00	1,24	4,59	6,30	5,67										5,52
Fora do sistema de transporte	0,00	0,00	0,00	0,01	0,11	0,46	0,61										0,39
Dentro do sistema de transporte	0,00	0,00	0,00	1,22	4,48	5,84	5,05										5,13
AJUSTES	4,61	3,83	5,09	7,57	6,16	107,38	103,16										72,23
CONSUMO INTERNO DE GÁS	119,37	122,29	122,45	119,81	105,00												105,00
Residencial + Ed. Oficiais + Subdistribuidoras	32,07	33,78	30,46	30,33	12,79												12,79
Comercial	3,65	3,82	3,46	3,47	2,74												2,74
Veicular	8,17	7,72	6,99	6,59	6,35												6,35
Geração Elétrica	40,87	43,82	47,28	47,06	47,22												47,22
Industriais	34,61	33,14	34,25	32,36	35,90												35,90

Fonte: Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Plataformas de Produção por Campo

A tabela a seguir 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 ITAJÁ	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 CAlOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE CHERNE-1	PARATI
PLATAFORMA PCB-02 DE CAlOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE PARGO-1A	PARGO
PLATAFORMA PCB-04 DE CAlOBA	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:

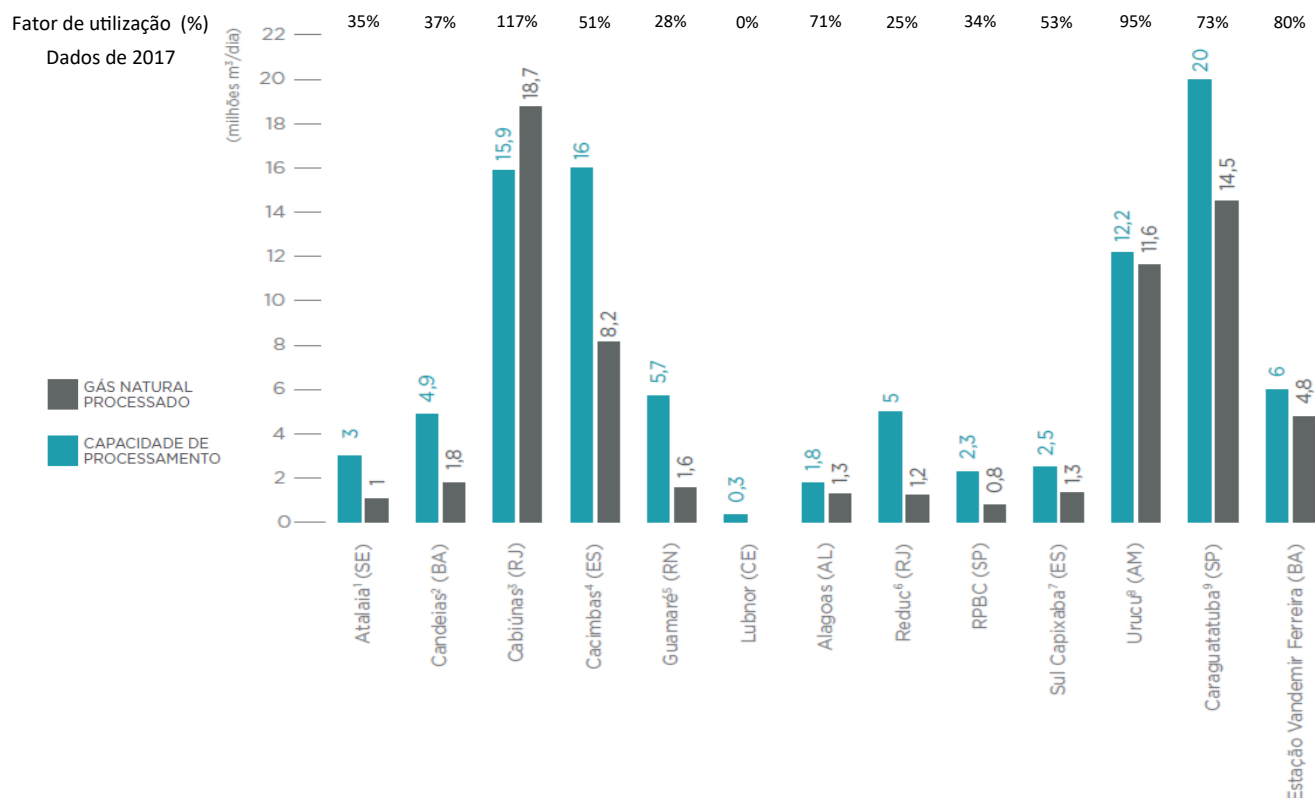
<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=52087>

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 2016 (MM m ³ /dia)	Capacidade nominal 2017 (MM m ³ /dia)
Urucu	Coari (AM)	1993	12,20	12,20
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	0,35	0,35
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5,70	5,70
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1,80	1,80
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	3,00	3,00
Candeias	Candeias (BA)	1972	2,90	2,90
Santiago2	Pojuca (BA)	1962	2,00	2,00
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6,00	6,00
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	16,00	16,00
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2,50	2,50
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5,00	5,00
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	15,90	15,90
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2,30	2,30
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20,00	20,00
Total			95,65	95,65

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



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 Elíseos II/Ramal de 16"	Duque de Caxias (RJ)	1982	Aut. nº 163, de 14/02/2013	16	14.700.000	2,7	sem exclusividade
Cabiúnas - Reduc I (GASDUC I)	Cabiúnas (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
		1984	Aut. nº 7, de 6/3/1998			62,0	sem exclusividade
Aracruz - Serra	Aracruz (ES) x Serra (ES)	2013	Disp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 Disp. Sup. nº 769, de 18/7/2013	8	554.595	-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 Nordesteão)	Aut. nº 399, de 01/09/2011	12	2.721.000	31,8	
Esvol - Tevol	Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.275.000	5,5	sem exclusividade
Esvol - 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		8	n/d	-41,2	
		2012	Disp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 ⁴	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 - Maracanaú)	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		1176,0	
Uruguaiana - Porto Alegre (Tremos 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)	2000	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
Laterai Cuiabá	Cáceres (MT) x Cuiabá (MT)	2001	Aut. nº 118, 17/7/2001	18	2.800.000	267,0	sem exclusividade
Betim-Ibirité (Ramal Ibirité)	Betim (MG)	2002	Aut. nº 40, de 27/2/2002	12	2.000.000	0,1	n/a
		2015	Disp. 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 Taiju	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
		2007	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
Cabiúnas - 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
Cabiúnas - 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 Elíseos - 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	140,1	
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).

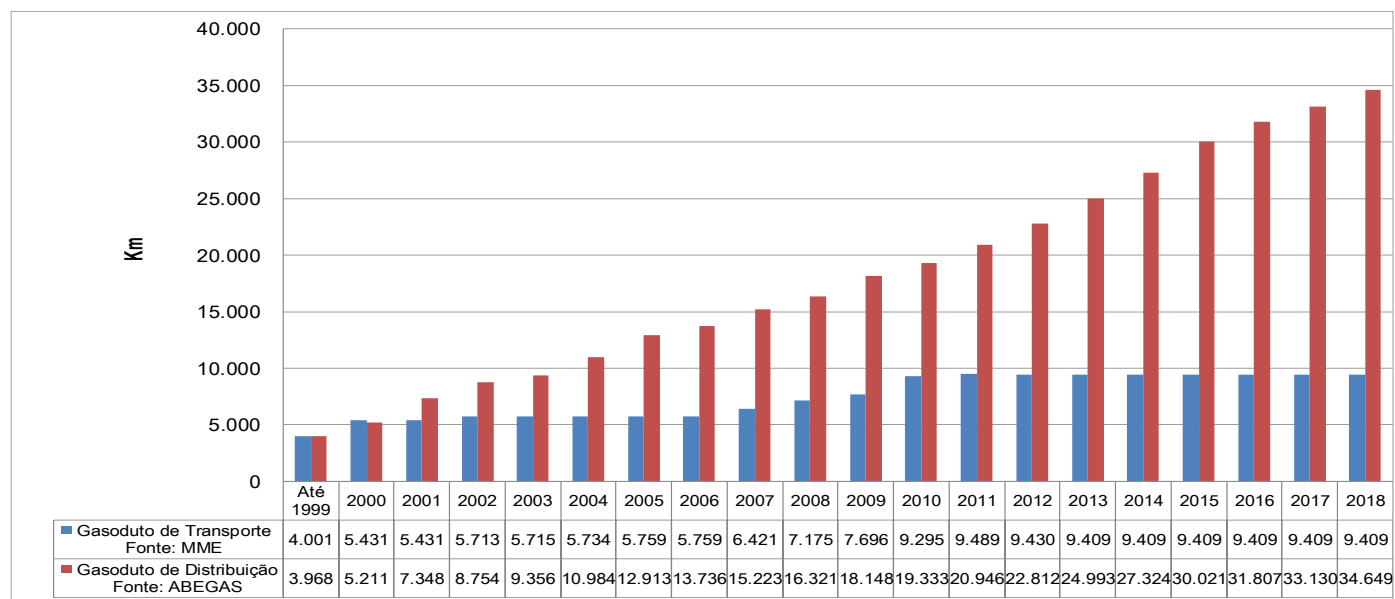
2) n/a = não aplicável (gasoduto deixou de integrar a malha de transporte).

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 desativada.

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	Est. Chiquitos (Bolívia)	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano ⁽²⁾	Est. Chiquitos (Bolívia) 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⁾
Capacidade de movimentação de gás natural no terminal (milhões de m³/dia)	7,00	20,00	20,00
Início da operação do Terminal	janeiro-09	abril-09	janeiro-14
Navio regaseificador	Experience		Golar Winter
Capacidade de regaseificação do navio (milhões de m³/dia)	22,65		14,16
Capacidade de armazenamento do navio (m³ de GNL)	173.000		138.000
(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.			

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-Ibitiré)	1x150 (GN) + 1x76 (VAPOR)	cc	GN	226	4,38	MG	212
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	8x48,2 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349
Cuiabá ⁽¹⁾	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
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	1x97,3 (GN) + 1x96,5 (GN) + 1x96,4 (GN) + 1x95,9	cc	GN	565	5,02	SP	357
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	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	-
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) ⁽²⁾	1x64,3 (GN) + 1x64,0 (GN) + 1x64,2 (GN) + 1x65,8	ca	GN	385	7,46	MS	241
Santa Cruz (nova)		cc	GN	200	4,26	RJ	-
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	20x46,13 (GN)	ca	GN	923	5,86	RJ	885
Modular de Campo Grande (William 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
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	1x160,6 (GN/DIESEL) + 1x88 (VAPOR)	cc	GN/OC	249	4,25	RS	147
Uruguiana ⁽³⁾	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	-
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	1x185,89 (GN)	cav	GN	186	7,40	BA	150
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	2x183 (GN)	cav	GN	368	6,43	RN	285
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	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 ⁽⁴⁾	2x169 (GN) + 1x181 (vapor)	cc	GN	519	3,85	MA	-
Maranhão IV ⁽⁵⁾	2x169 (GN)	ca	GN	338	5,91	MA	-
Maranhão V ⁽⁵⁾	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
Jaraqui		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
TOTAL Norte Interligado		-		2.655	-	-	977
TOTAL GERAL		-		12.627	-	-	7.315

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) Usina arrendada à Petrobras até fev/2016 utilizada para geração em substituição.
- (2) Aumento de potência instalada após Despacho n° 1.111 da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, de 04 de abril de 2012.
- (3) UTE Uruguiana indisponível após término da carga de GNL transportada por força do Segundo Aditivo ao Memorando de Entendimento assinado entre Brasil e Argentina.
- (4) UTE Maranhão III em geração por substituição às UTEs Maranhão IV e V, conforme Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta assinado com ANEEL.
- (5) A mudança das características e a transferência de titularidade dessas usinas foi autorizada pela ANEEL por meio da Resolução Autorizativa 3.032, de 16 de agosto de 2011.

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, e Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018.
- ⇒ **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).
- ⇒ **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 450, de 12 de dezembro de 2013 (Diretrizes para a licitação de 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 e Resoluções 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, intermitente 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	País de Origem	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
GNC Brasil	Bolívia (via Cáceres/MT)	25 mil m ³ /dia	Mato Grosso	Portaria MME nº 219, de 15/05/2015 Portaria MME nº 70, de 05/03/2018	31/05/2017 31/12/2019
ECOM Energia	Bolívia (via Mutúm/MS)	150 mil m ³ /dia	São Paulo	Portaria MME nº 192, de 08/05/2015 Portaria MME nº 294, de 04/08/2017	30/04/2017 31/12/2019
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,4 milhões de m ³ /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	31/12/2012 31/12/2013 30/04/2020
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Diversos produtores de GNL	25 milhões de m ³ de GNL/ano	Diversos Estados (Malha interligada)	Portaria MME nº 191, de 08/05/2015 Portaria MME nº 102, de 22/03/2018	31/01/2018 31/01/2021
Tradener Ltda.	Bolívia (via Mutúm/MS)	100 mil m ³ /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	08/04/2014 28/02/2017 28/02/2020
Companhia Mato-grossense de Gás – MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m ³ /mês	Mato Grosso	Portaria MME nº 78, de 04/03/2013	31/12/2018 ⁽¹⁾
Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul – Sulgás	Argentina	2,8 milhões de m ³ /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	21/12/2013 31/12/2015 30/04/2020
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Mutúm/MS)	30 milhões de m ³ /dia	Diversos Estados (Malha interligada)	Portaria MME nº 447, de 01/08/2012	01/07/2019
Ámbar Energia Ltda., nova razão social da Empresa Produtora de Energia Ltda. - EPE	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,3 milhões de m ³ /dia	UTE Mário Covas Mato Grosso	Portaria MME nº 502, de 24/10/2016 Portaria MME nº 76, de 06/03/2018	31/03/2017 31/12/2019
Companhia de Gás da Bahia - BAHIA GÁS	Diversos produtores de GNL	1,825 milhão de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Bahia	Portaria MME nº 708, de 19/12/2016	31/12/2019
AES Uruguiana Empreendimentos S.A.	Argentina	2,8 milhões de m ³ /dia	UTE Uruguiana Rio Grande do Sul	Portaria MME nº 277, de 24/07/2017	25/07/2019
Blueshift Geração e Comercialização de Energia Ltda.	Diversos produtores de GNL	700 mil m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Santa Catarina	Portaria MME nº 502, de 28/12/2017	31/12/2020
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB	Argentina	1,3 milhão de m ³ 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	08/09/2018 31/12/2018 30/06/2019
Centrais Elétricas de Sergipe S.A. - CELSE	Diversos produtores de GNL	6,0 milhões de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	UTE Porto de Sergipe I	Portaria MME nº 320, de 02/08/2018	31/07/2021

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL ⁽²⁾

Empresa Exportadora	Local de Saída	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Terminais de Regaseificação de Pécem, da Bahia e da Baía da Guanabara	Até 6,6 milhões de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME nº 311, de 08/08/2017	31/06/2019

Fonte: MME

(1) Os efeitos da autorização serão mantidos enquanto o requerimento para a prorrogação estiver sendo analisado, nos termos da Portaria MME nº 232/2012, art.6º, §§ 1º e 2º.

(2) Reexportação de cargas ociosas de gás natural liquefeito - GNL, segundo estabelecido na Portaria MME nº 67/2010.

ANEXOS

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 tonelada 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	2,20 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/m³GNL: 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)

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

